

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA**

Leonardo Balvedi Damas

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCP PARA ANÁLISE DA
GERAÇÃO EM DOIS PARQUES EÓLICOS EM OPERAÇÃO NO
BRASIL**

Florianópolis
2013

Leonardo Balvedi Damas

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCP PARA ANÁLISE DA
GERAÇÃO EM DOIS PARQUES EÓLICOS EM OPERAÇÃO NO
BRASIL**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia
Mecânica da Universidade Federal de
Santa Catarina para a obtenção do Grau
de mestre em Engenharia Mecânica.
Orientador: Prof. Dr. Júlio César Passos

Florianópolis
2013

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Damas, Leonardo Balvedi

Aplicação da metodologia MCP para análise da geração em dois parques eólicos no Brasil / Leonardo Balvedi Damas ; orientador, Júlio César Passos - Florianópolis, SC, 2013. 255 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Inclui referências

1. Engenharia Mecânica. 2. Energia Eólica. 3. Garantia Física. 4. MCP. I. Passos, Júlio César. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

Leonardo Balvedi Damas

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCP PARA ANÁLISE DA
GERAÇÃO EM DOIS PARQUES EÓLICOS EM OPERAÇÃO NO
BRASIL**

Esta Dissertação foi julgado(a) adequado(a) para obtenção do Título de “APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCP PARA ANÁLISE DA GERAÇÃO EM DOIS PARQUES EÓLICOS EM OPERAÇÃO NO BRASIL”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação de Engenharia Mecânica

Florianópolis, 04 de outubro de 2013.

Prof. Armando Albertazzi Gonçalves Jr., Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Júlio César Passos, Dr.
Orientador/Presidente
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. César José Deschamps, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Reinaldo Haas, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof.^a Adriane Prisco Petry, Dr.^a
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Dedico este trabalho aos meus pais
Teresinha Balvedi Damas e João
Batista de Sousa Damas (*in
memoriam*).

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me proporcionar mais uma grande conquista em minha vida.

Agradeço à minha família pela compreensão nos momentos de ausência. Sou extremamente grato à minha mãe, Teresinha Balvedi Damas, mulher forte e perseverante, que contribuiu decisivamente para boas escolhas em minha trajetória profissional e pessoal.

À minha amada noiva Neiva Marcelle Hiller, por todo carinho e amor em todos os momentos. Sem dúvida alguma, sua compreensão, apoio e incentivo me trouxe grande motivação para finalizar este trabalho.

Aos meus irmãos e cunhados pelo e convívio e orientações sempre bem-vindas. À minha pequena afilhada Talita pelas alegrias que tem proporcionado.

Ao professor Júlio César Passos por ter acreditado em meu potencial e depositado em mim a sua confiança para a realização deste trabalho.

À empresa Tractebel Energia S.A. e, em especial, aos senhores Frederico de Freitas Taves e Pedro Gilberto Essvein, pelo envio dos dados e informações referentes às usinas eólicas estudadas neste trabalho.

À empresa Estelar Engenheiros Associados Ltda., na qual trabalho, por possibilitar a vivência prática no setor eólico e ter permitido minha ausência para conclusão deste trabalho. Sou grato especialmente ao sócio da Estelar, Marcos Vallado Bogaert, pelos conhecimentos diariamente transmitidos e pelas discussões sempre enriquecedoras à minha formação profissional. Agradeço também à todos os colegas de trabalho pelo convívio e, em especial, à Alessandra Rauh de Azevedo, pelo suporte profissional nos momentos de finalização da dissertação.

Ao Guilherme Moresco e Stefano Maccarini por terem oportunizado à minha participação na comissão examinadora de seus trabalhos de conclusão de curso na Universidade Federal de Santa Catarina que, sem dúvida, contribuíram para discussão e consolidação de minhas ideias relacionadas ao setor eólico. Ao graduando e estagiário André Fernandes por ter confiado a mim a co-orientação do seu trabalho monográfico relacionada à energia eólica.

Aos meus amigos e colegas do setor eólico: Amaury Rainho Neto, Fábio Murilo Costa Machado e Eduardo Choozo Arenas Kami, pelo convívio, ajuda, discussões e críticas referentes ao setor energético.

Ao pessoal do Laboratório LEPTEN/Boiling, pelos momentos de convívio e discussões, em especial ao Gil Goss Júnior, Pedro Alvim de Azevedo Santos, Reinaldo Rodrigues de Souza e Eduardo Barreto.

Aos colegas do mestrado pelas valiosas horas de estudos e ajuda mútua.

Ao Dr. Reinaldo Haas e MSc. Yoshiaki Sakagami, pelo auxílio e informações a respeito da área de meteorologia como em dados de reanálise.

À CAPES, à UFSC, ao POSMEC e ao LEPTEN/Boiling pelo apoio financeiro.

À empresa dinamarquesa EMD, por ter fornecido, cordialmente, uma licença temporária do programa WindPRO 2.9 nos momentos finais da conclusão da dissertação.

Enfim, a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para este trabalho.

“Nunca é tarde para começar. Nunca é tempo de desanimar. Na vida nunca é tarde para ser feliz fazendo felizes os outros. És tu quem decide de tua felicidade. Se tu não agires, ninguém agirá por ti. Não importa o que tu foste, importa o que decides e procuras ser. Não percas tempo, enquanto é tempo.”

São Francisco de Assis

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar a geração de energia elétrica de Centrais Geradoras Eólicas – EOLs no Brasil. Por meio de um estudo de caso de duas usinas em operação: Usina Eólica de Beberibe – UEBB e Usina Eólica Pedra do Sal – UEPS (ambos localizados na região nordeste do país), a pesquisa realizou uma análise da geração elétrica comparando a Energia Efetivamente Gerada – EEG com a Garantia Física – GF do projeto. Nesta comparação realizou-se, sob os dados fornecidos (início de operação de cada parque até maio de 2011), uma extrapolação da EEG para o longo prazo por meio do método *Measure-Correlate-Predict* – MCP. O período extrapolado foi para um horizonte de 20 anos, período de operação de uma EOL no Brasil. Na escolha de possíveis dados externos de longo prazo para correlação, buscou-se dentre diversas opções dados reais do INMET e METAR, e dados de reanálise NNRP, CFSR e MERRA. Em geral, os dados MERRA se mostraram mais aderentes aos dados das usinas do estudo, apresentando elevado coeficiente de correlação. Aplicando um dos possíveis procedimentos de MCP, o Índice Eólico, foi estimada a geração de longo prazo para ambas as usinas. Para a UEBB, a energia estimada para o longo prazo apresentou-se acima de sua GF. Já no caso da UEPS, no entanto, a energia estimada para o longo prazo apresentou-se abaixo de sua GF. Na avaliação de longo prazo, foi mostrada que a aplicação do método MCP para as EOLs em operação pode reduzir as incertezas de geração para seus primeiros anos. Diante disso, propõe-se a instituição de um índice eólico no Brasil, pois mitigará os riscos de operação e planejamento da energia elétrica no país. Tal índice vem sendo utilizado em diversos países como instrumento na estimativa de geração elétrica a longo prazo para fontes eólicas.

Palavras-chave: Energia Eólica. Garantia Física. MCP.

ABSTRACT

This work aims to analyze electric power generation from wind farms in Brazil. Through a case study of two wind farms in operation: Beberibe Wind Farm – UEBB and Pedra do Sal Wind Farm – UEPS (both located in the northeast of the country), a study was conducted comparing the power generation (EEG) to estimated average power declared to the government (GF). Through the data provided (beginning of operation of each wind farm until May 2011), this comparison performed a long-term extrapolation of the EEG by the method Measure-Correlate-Predict – MCP. The extrapolated time was for a horizon of 20 years, which represents the operational period of a wind farm in Brazil. In choosing long-term external data to the method, the research sought among several options real data from INMET and METAR and reanalysis data from NNRP, CFSv2 and MERRA. In general, the MERRA data improved the relationship with data wind farms, with the highest correlation coefficient values. To estimate the long term electric power generation for both plants, it was applied one of the possible MCP procedures, the Wind Index. For UEBB, the estimated energy for the long-term was above its GF. In the case of UEPS, however, the estimated energy for long-term was below its GF. The long-term assessment shown that the application of the MCP method to operation wind farms reduces the electricity generation uncertainties to its early years. Therefore, it is proposed to establish a wind index in Brazil as mitigate the risks of the operation and planning of electric power generation system in the country. This index has been used in many countries as a tool in estimating the long-term electricity generation for wind sources.

Keywords: Wind Power. Electric Power Generation. MCP.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 – Primeiro aerogerador desenvolvido..... | 39 |
| Figura 2.2 – Evolução da Capacidade Instalada no Mundo em Usinas Eólicas..... | 41 |
| Figura 2.3 – Capacidade Instalada Anual em Usinas Eólicas por Continente.... | 42 |
| Figura 2.4 – Os dez países em 2012 com a maior capacidade instalada no ano, à esquerda, e acumulada, à direita | 43 |
| Figura 2.5 – Geração Eólica anual no mundo entre 1990 a 2010..... | 44 |
| Figura 2.6 – Contribuição da geração eólica no consumo de eletricidade no mundo entre 1990 a 2010..... | 44 |
| Figura 2.7 – Evolução anual da contribuição da geração eólica no consumo de eletricidade de alguns países | 45 |
| Figura 2.8 – Perspectiva futura da capacidade instalada de usinas eólicas | 48 |
| Figura 2.9 – Perspectiva futura da participação da energia elétrica proveniente de usinas eólicas na matriz elétrica global..... | 48 |
| Figura 2.10 – Perspectiva futura da capacidade instalada de usinas eólicas, em GW, pela WWEA | 49 |
| Figura 2.11 –Perspectiva global para a geração de energia elétrica (TWh) a partir de fontes renováveis por tipo entre 2015 a 2035..... | 49 |
| Figura 2.12 – Crescimento anual da capacidade instalada das fontes de energia elétrica exploradas no Brasil..... | 52 |
| Figura 2.13 – Evolução anual da capacidade instalada das fontes de energia exploradas no Brasil (gráfico em % e tabela em MW) | 53 |
| Figura 2.14 – Participação de todas as fontes de energia exploradas no Brasil na matriz elétrica no início de 2013..... | 54 |
| Figura 2.15 – Potencial Hidráulico no Brasil..... | 54 |
| Figura 2.16 – Participação das fontes de geração elétrica na matriz elétrica do Brasil. Acima: usinas atuais em operação e abaixo: usinas outorgadas em janeiro de 2013. | 55 |
| Figura 2.17 – Montantes mensais de geração hidráulica, térmica e eólica no centro de gravidade..... | 56 |
| Figura 2.18 – Crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil por setor da economia entre os períodos de 1995 a 2012. Os rótulos indicam o percentual de consumo de cada setor no ano. | 57 |
| Figura 2.19 – No eixo da esquerda: evolução dos preços iniciais e médios de venda de energia eólica ofertados para cada leilão. No eixo da direita: potência total e assegurada contratada em empreendimentos eólicos para cada leilão.... | 61 |
| Figura 2.20 – No eixo da esquerda: número de empreendimentos eólicos contratados para cada leilão. No eixo da direita: fator de capacidade assegurado das usinas eólicas para cada leilão. | 62 |
| Figura 2.21 – Cronologia dos Leilões até 2012 | 64 |
| Figura 2.22 – Evolução, por evento, da potência das EOLs no Brasil | 64 |
| Figura 2.23 – Localização geográfica das EOLs vencedoras nos leilões de energia | 65 |

| | |
|--|-----|
| Figura 2.24 – Capacidade instalada, em construção e contratada [kW] das EOLs para cada estado do Brasil. O rótulo indicativo representa a quantidade de usinas para cada estado..... | 66 |
| Figura 2.25 – Empreendimentos eólicos outorgados no Brasil no fim de 2012..... | 67 |
| Figura 2.26 – Evolução da Geração Eólica (GWh) no Brasil. O rótulo indicativo representa a participação da geração no total nacional | 69 |
| Figura 2.27 – Fator de capacidade [%] das usinas eólicas no Brasil, período de março de 2012 a março de 2013..... | 70 |
| Figura 2.28 – Geração elétrica mensal das usinas eólicas do PROINFA entre junho de 2012 e junho de 2013..... | 71 |
| Figura 2.29 – Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração | 71 |
| Figura 2.30 – Evolução e perspectiva anual da capacidade instalada da energia eólica no Brasil | 74 |
| Figura 3.1 – Balanço energético da radiação solar na Terra | 77 |
| Figura 3.2 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar .. | 78 |
| Figura 3.3– Distribuição de Weibull para diferentes valores do fator de forma (k), considerando uma velocidade média de 6 m/s..... | 81 |
| Figura 3.4 – Condições de um devido escoamento de ar livre para extração de sua energia mecânica, de acordo com a teoria do momentum | 83 |
| Figura 3.5 – Curva C_p em função da razão entre a velocidade de entrada e saída | 85 |
| Figura 3.6 – Comportamento da velocidade e pressão para um fluxo em uma seção circular com a máxima possível extração de potência | 86 |
| Figura 3.7 – Curva C_p em função do da velocidade específica λ para diferentes tipos de turbinas eólicas..... | 87 |
| Figura 3.8 – Aerogerador (WOBLEN modelo E-48) em operação na UEBB..... | 88 |
| Figura 3.9 – Dez maiores fabricantes de aerogeradores de 2012 | 89 |
| Figura 3.10 – Crescimento do tamanho dos típicos aerogeradores comerciais..... | 91 |
| Figura 3.11 – Crescimento do diâmetro e altura dos aerogeradores comerciais .. | 91 |
| Figura 3.12 – Partes principais de um aerogerador | 92 |
| Figura 3.13 – Esquema de um aerogerador sem caixa multiplicadora..... | 92 |
| Figura 3.14 – Curva de Potência P e curva CP em função da velocidade do vento para o aerogerador E-48 considerando a massa específica do ar em 1,162 kg/m ³ | 96 |
| Figura 3.15 – Imagem da UEBB em operação | 98 |
| Figura 3.16 – Esquema dos procedimentos de extrapolação de longo prazo ... | 108 |
| Figura 3.17 – Índice Eólico normalizado da Dinamarca entre o período de janeiro de 2009 a maio de 2011 | 112 |
| Figura 3.18 – Distribuição normal para uma incerteza de 10% e 20% | 117 |
| Figura 3.19 – Percentual da Incerteza para um Determinado PXX | 117 |
| Figura 3.20 – Percentual do P50 versus PXX para diversos valores de incerteza | 118 |
| Figura 3.21 – Probabilidade para que a geração real, após 15 anos, seja menor do que o P50 a ponto do governo penalizar a EOL | 124 |

| | |
|--|-----|
| Figura 4.1 – Vista de satélite da localização dos parques eólicos de Beberibe e Pedra do Sal | 126 |
| Figura 4.2 – Vista de satélite em 2010 da UEBB..... | 127 |
| Figura 4.3 – Vista de satélite em 2012 da UEPS | 128 |
| Figura 4.4 – Vista aérea da UEPS em operação..... | 129 |
| Figura 4.5 – Curva de potência P e CP em função da velocidade do vento para o aerogerador E-44 considerando a massa específica do ar em $1,225 \text{ kg/m}^3$ | 131 |
| Figura 4.6 – Aerogerador E-44 em operação na UEPS..... | 131 |
| Figura 4.7 – Subestação unitária e a vista inferior de um aerogerador da UEBB | 132 |
| Figura 4.8 – Subestação da UEBB..... | 133 |
| Figura 4.9 – Esquema de monitoramento da geração das usinas eólicas deste estudo de caso..... | 134 |
| Figura 4.10 – Vista posterior do rotor de um aerogerador da UEBB | 136 |
| Figura 5.1 – Velocidade e potência, para médias de 10 minutos, do aerogerador WEC14 da UEBB entre o mês de setembro de 2008..... | 144 |
| Figura 6.1 – Energia gerada por tipo de fonte das usinas participantes do PROINFA entre junho de 2012 a junho de 2013 | 153 |
| Figura 6.2 – Geração elétrica anual das usinas eólicas do PROINFA | 154 |
| Figura 6.3 – Deficit de energia elétrica das usinas eólicas do PROINFA..... | 155 |
| Figura 6.4 – Potência e FC mensal de julho de 2006 a dezembro de 2012 das usinas do PROINFA | 156 |
| Figura 6.5 – Relação entre variação da velocidade do vento e variação da potência para cada aerogerador da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 160 |
| Figura 6.6 – Disponibilidade da UEBB de acordo com o número de aerogeradores ativos (período de setembro de 2008 a maio de 2011)..... | 160 |
| Figura 6.7 – Geração [GWh] e velocidade média [m/s] mensal da UEBB | 161 |
| Figura 6.8 – Relação da variação da potência média mensal com a velocidade na UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)..... | 162 |
| Figura 6.9 – Potência e velocidade média mensal normalizada [%] na UEBB. O eixo secundário indica o número médio mensal de aerogeradores em operação. | 163 |
| Figura 6.10 – Histograma e Distribuição de Weibull da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 164 |
| Figura 6.11 – Curva de duração da potência e velocidade média da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)..... | 165 |
| Figura 6.12 – Regime horário da velocidade média do vento normalizada da UEBB (período janeiro de 2009 a dezembro 2010)..... | 166 |
| Figura 6.13 – Regime horário da potência média normalizada da UEBB (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010) | 166 |
| Figura 6.14 – Curva de Potência dos aerogeradores E-48 da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 168 |
| Figura 6.15 – Curva de Potência dos aerogeradores E-48 da UEBB (período de outubro de 2008 a maio de 2011)..... | 169 |

| | |
|--|-----|
| Figura 6.16 – Variação média entre a curva de potência real e teórica do aerogerador E-48 instalado na UEBB (período de outubro 2008 a maio de 2011) | 170 |
| Figura 6.17 – Curva de potência real para todas as quantidades de aerogeradores ativos da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 171 |
| Figura 6.18 – FC mensal da UEBB | 172 |
| Figura 6.19 – Correlação entre o FC mensal medido na usina e o contabilizado pela Eletrobrás (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 173 |
| Figura 6.20 – Variação Interanual da geração eólica da UEBB (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012) | 173 |
| Figura 6.21 – Vista de satélite das estações de referência em torno da UEBB | 174 |
| Figura 6.22 – Coeficientes de correlação entre dados de referência e os dados locais da UEBB de acordo com a resolução temporal | 176 |
| Figura 6.23 – Variabilidade Interanual dos dados de referência da UEBB entre os anos de 2000 e 2012 | 177 |
| Figura 6.24 – Variabilidade Interanual da estimativa de produção com base nos dados de referência da UEBB entre os anos de 2000 e 2012 | 178 |
| Figura 6.25 – Variabilidade interanual da velocidade do vento para os dados CFSv2 e MERRA para os anos de 1983 e 2012 | 179 |
| Figura 6.26 – Rosa-dos-ventos para os dados MERRA e CFSv2 | 180 |
| Figura 6.27 – Velocidade média mensal do vento, em m/s, entre 1993 e 2012 para os dados da UEBB e MERRA | 181 |
| Figura 6.28 – Curva de potência mensal da UEBB | 181 |
| Figura 6.29 – Curva de potência mensal consolidada da UEBB para $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 32$ e $v_k \geq 3,5$ m/s (período Outubro/08 a Maio/11) | 182 |
| Figura 6.30 – Coeficiente de Correlação (R) entre os dados locais e dados de referência | 183 |
| Figura 6.31 – Fator de correção mensal consolidado no eixo à esquerda e potência média consolidada no eixo da direita | 184 |
| Figura 6.32 – GF estimadas na UEBB | 184 |
| Figura 6.33 – Sensibilidade da velocidade do vento em função da potência média da usina para a UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 186 |
| Figura 6.34 – Relação entre variação da velocidade do vento e variação da potência para cada aerogerador da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 190 |
| Figura 6.35 – Disponibilidade da UEPS de acordo com o número de aerogeradores ativos (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 190 |
| Figura 6.36 – Geração [GWh] e velocidade média [m/s] mensal da UEPS | 191 |
| Figura 6.37 – Relação da variação da potência média mensal com a velocidade na UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 192 |
| Figura 6.38 – Potência e velocidade média mensal normalizada [%] na UEPS. O eixo secundário indica o número médio mensal de aerogeradores em operação. | 193 |
| Figura 6.39 – Histograma e Distribuição de Weibull da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 194 |

| | |
|---|-----|
| Figura 6.40 – Curva de duração da potência e velocidade média da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 195 |
| Figura 6.41 – Regime horário da velocidade média do vento normalizada da UEPS (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010) | 196 |
| Figura 6.42 – Regime horário da potência média normalizada da UEPS (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010) | 196 |
| Figura 6.43 – Curva de Potência dos aerogeradores E-44 da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)..... | 198 |
| Figura 6.44 – Curva de Potência dos aerogeradores E-44 da UEPS (período de março de 2009 a maio de 2011)..... | 199 |
| Figura 6.45 – Variação média entre a curva de potência real e teórica do aerogerador E-44 instalado na UEPS (período de março de 2009 a maio de 2011). | 200 |
| Figura 6.46 – Curva de potência real para todas as quantidades de aerogeradores ativos da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)..... | 201 |
| Figura 6.47 – FC mensal da UEPS | 202 |
| Figura 6.48 – Correlação entre o FC mensal medido na usina e o contabilizado pela Eletrobrás para a UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)..... | 203 |
| Figura 6.49 – Variação Interanual da geração eólica da UEPS (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012) | 203 |
| Figura 6.50 – Vista de satélite das estações de referência em torno da UEPS | 204 |
| Figura 6.51 – Coeficientes de correlação entre dados de referência e os dados locais da UEPS de acordo com a resolução temporal | 206 |
| Figura 6.52 – Variabilidade Interanual dos dados de referência da UEPS entre os anos de 2000 e 2012..... | 207 |
| Figura 6.53 – Variabilidade Interanual da estimativa de produção com base nos dados de referência da UEPS entre os anos de 2000 e 2012 | 208 |
| Figura 6.54 – Variabilidade interanual da velocidade do vento para os dados CFSv2 e MERRA para os anos de 1983 e 2012 | 209 |
| Figura 6.55 – Rosa-dos-ventos para os dados MERRA e CFSv2 | 210 |
| Figura 6.56 – Velocidade média mensal do vento entre 1993 e 2012 para os dados da UEPS e MERRA..... | 211 |
| Figura 6.57 – Curva de potência mensal da UEPS | 211 |
| Figura 6.58 – Curva de potência mensal consolidada da UEPS para $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 20$ e $v_k \geq 3,5$ m/s (período fevereiro de 2009 a maio de 2011) | 212 |
| Figura 6.59 – Coeficiente de Correlação (R) entre os dados locais e os dados de referência | 213 |
| Figura 6.60 – Fator de correção mensal consolidado no eixo à esquerda e potência média consolidada no eixo da direita | 214 |
| Figura 6.61 – GF estimadas na UEPS..... | 215 |
| Figura 6.62 – Sensibilidade da velocidade do vento em função da potência média da usina para a UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 216 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|---|-----|
| Quadro 2.1 – Capacidade adicional para manter o mesmo GR do SIN de 2013 em 5,4 meses | 47 |
| Quadro 2.2 – Energia contratada em 2013 por fonte das usinas do PROINFA | 59 |
| Quadro 2.3 – Acréscimo anual de potência instalada no SIN | 73 |
| Quadro 2.4 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)... .. | 75 |
| Quadro 2.5 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%)..... | 75 |
| Quadro 3.1 – Fabricantes de Aerogeradores no Brasil em Novembro de 2012 | 90 |
| Quadro 3.2 – Classe de Aerogeradores | 94 |
| Quadro 3.3 – Principais características dos diferentes dados de reanálise disponíveis globalmente | 106 |
| Quadro A.1– Dados de Potência P e C_p em função da velocidade do vento para o aerogerador E-48 e E-44 | 251 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|-----|
| Tabela 2.1 – Leilões entre 2004 e 2012 na qual a fonte eólica participou | 63 |
| Tabela 4.1 – Características gerais da UEBB e UEPS | 126 |
| Tabela 4.2 – Especificações Técnicas dos Modelos dos Aerogeradores da UEBB e da UEPS | 130 |
| Tabela 4.3 – Dados gerados pelas UEBB | 135 |
| Tabela 5.1 – Relação das fontes de dados de referência utilizados neste estudo | 146 |
| Tabela 6.1 – Taxa de Cobertura Mensal da UEBB | 157 |
| Tabela 6.2 – Velocidade média e parâmetros de Weibull para cada aerogerador da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 158 |
| Tabela 6.3 – Geração para cada aerogerador da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011) | 159 |
| Tabela 6.4 – Localização das estações de referência utilizadas na UEBB | 174 |
| Tabela 6.5 – Resumo dos dados de referência utilizados na UEBB | 175 |
| Tabela 6.6 – Taxa de Cobertura Mensal da UEPS | 187 |
| Tabela 6.7 – Velocidade média e parâmetros de Weibull para cada aerogerador da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 188 |
| Tabela 6.8 – Geração para cada aerogerador da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011) | 189 |
| Tabela 6.9 – Localização das estações de referência utilizadas na UEPS | 204 |
| Tabela 6.10 – Resumo dos dados de referência utilizados na UEPS | 205 |
| Tabela A.1 – Localização dos aerogeradores da UEBB | 235 |
| Tabela A.2 – Localização dos aerogeradores da UEPS | 236 |
| Tabela B.1 – Dados filtrados da UEBB | 237 |
| Tabela B.2 – Dados filtrados da UEPS | 239 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BDM – Banco de Dados Meteorológicos
BDMEP – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
BEN – Balanço Energético Nacional
BIG – Banco de Informações de Geração
CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CEPISA – Companhia Energética do Piauí
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CGH – Central Geradora de Hidrelétrica
CFSR – Climate Forecast System Reanalysis
COELCE – Companhia Energética do Ceará
CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DECEA – DEpartamento de Controle do Espaço Aéreo
ECMWF – European Centre for Medium-range Weather Forecasts
EIA – U.S. Energy Information Administration
EOL – Central Geradora Eólica
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ERMax – Energia Armazenada Máxima
EWEA – European Wind Energy Association
FID – Fator de Disponibilidade de Geração
GEE – Gases do Efeito Estufa
GR – Grau de Regularização
GWEC – Global Wind Energy Council
ICG – Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
IEA – International Energy Agency
IEC – International Electrotechnical Commission
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais do Ministério da Ciência e Tecnologia
JMA – Japan Meteorological Agency
JRA-25 – Japanese 25-years Reanalysis
MAE – Mean Absolute Error

MEASNET – Measuring Network of Wind Energy Institutes
MERRA – Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications
METAR – METeorological Aerodrome Report
MCP – Measure-Correlate-Predict
MME – Ministério de Minas e Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
NASA – National Aeronautics and Space Administration
NCAR – National Center for Atmospheric Research
NCEP – National Center for Environmental Prediction
NNRP – NCEP/NCAR Reanalysis Project
NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration
NWS – National Weather Service
ONS – Operador Nacional do Sistema elétrico
PAE – Produção Anual de Energia
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PDE – Plano Decenal de Energia
PNE – Plano Nacional de Energia
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition
SIGEL – Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN – Sistema Interligado Nacional
TUSD – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST – Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UEBB – Usina Eólica de Beberibe
UEPS – Usina Eólica Pedra do Sal
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UHE – Usina Hidrelétrica de Energia
UTE – Usina Termelétrica de Energia
UTB – Usina Termelétrica a Biomassa
UTN – Usina Termonuclear
WAsP – Wind Atlas Analysis and Application Program
WWEA – World Wind Energy Association
ZCIT – Zona de Convergência Intertropical

LISTA DE SÍMBOLOS

Alfabeto Latino

| Símbolo | Definição | Unidade |
|-----------|---|---------------------|
| A | Área | [m ²] |
| c | Fator de Escala | [m/s] |
| C_e | <i>Energy Recovery Factor</i> | [%] |
| C_p | Coefficiente de Potência | [-] |
| D | Diâmetro | [m] |
| $Disp$ | Disponibilidade dos Aerogeradores | [%] |
| EEG | Energia Efetivamente Gerada | [MW.h] |
| F | Fator de Correção | [-] |
| $f(V)$ | Função Densidade de Probabilidade | [%/(m/s)] |
| $F(V)$ | Frequência da Velocidade Acumulada de 0 a V | [%] |
| FC | Fator de Capacidade | [%] |
| FID | Fator de Disponibilidade de Geração | [%] |
| GF | Garantia Física de Energia | [MW] |
| I | Índice Eólico | [%] |
| IP | Indisponibilidade Programada | [%] |
| I_T | Intensidade de Turbulência | [%] |
| k | Fator de Forma | [-] |
| \dot{m} | Vazão Mássica | [kg/s] |
| M | Número de Meses de Operação da Usina | [-] |
| n | Número de Medições | [-] |
| N | Número de Aerogeradores | [-] |
| p | Pressão Atmosférica | [hPa] |
| P | Potência do Aerogerador/Parque Eólico | [kW] |
| P_N | Potência Nominal do Aerogerador/Parque Eólico | [kW] |
| P_V | Potência Disponível do Vento | [W/m ²] |
| PAE | Produção Anual de Energia | [MW.h] |
| R | Coefficiente de Correlação de Pearson | [-] |
| R_a | Constante do Ar Úmido | [J/(kg.K)] |
| t | Intervalo de Tempo | [s] |
| T | Temperatura | [K] |
| $TEIF$ | Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada | [%] |
| V | Velocidade do Vento | [m/s] |

Alfabeto Grego

| Símbolo | Definição | Unidade |
|------------|---|----------------------|
| ρ | Massa Específica do Ar | [kg/m ³] |
| σ | Desvio Padrão da Velocidade do Vento | [m/s] |
| Δp | Consumo Interno e Perdas Elétricas da Usina | [MW.h] |

Índices

| Símbolo | Definição |
|---------|-------------|
| CP | Curto Prazo |
| LP | Longo Prazo |
| m | Mês |
| $máx$ | Máximo |
| N | Nominal |
| ref | Referência |
| V | Vento |

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 35 |
| 1.1 MOTIVAÇÃO | 35 |
| 1.2 OBJETIVOS | 37 |
| 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO | 37 |
| 2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO | 39 |
| 2.1 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO | 39 |
| 2.1.1 Histórico | 39 |
| 2.1.2 Capacidade Instalada | 41 |
| 2.1.3 Geração Eólica | 43 |
| 2.1.4 Perspectiva global | 47 |
| 2.2 MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL | 50 |
| 2.2.1 Regulamentação | 50 |
| 2.2.2 Capacidade Instalada | 51 |
| 2.2.3 Geração Elétrica Nacional | 56 |
| 2.3 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL | 57 |
| 2.3.1 PROINFA | 58 |
| 2.3.2 Leilões de Energia | 59 |
| 2.3.3 Capacidade Instalada | 66 |
| 2.3.4 Geração Eólica Nacional | 68 |
| 2.3.5 Planejamento Energético Nacional e Perspectivas para o Futuro da Energia Eólica | 72 |
| 3. FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA | 77 |
| 3.1 CARACTERÍSTICAS DO VENTO | 77 |
| 3.1.1 Formação dos Ventos | 77 |
| 3.1.1.1 Ventos Alísios | 78 |
| 3.1.2 Potência do Vento | 79 |
| 3.1.3 Característica Estocástica do Vento | 80 |
| 3.1.3.1 Distribuição de Weibull | 80 |
| 3.1.3.2 Turbulência, Rajadas e Vento Extremo | 82 |
| 3.2 PRINCÍPIOS DA CONVERSÃO DA ENERGIA EÓLICA | 82 |
| 3.2.1 O Limite de Betz | 82 |
| 3.2.2 Aerogeradores | 87 |
| 3.2.3 Curva de Potência | 95 |
| 3.2.4 Parque Eólico | 97 |
| 3.2.5 Produção de Energia | 99 |
| 3.3 O MÉTODO MCP | 100 |
| 3.3.1 Introdução | 100 |
| 3.3.2 Dados Locais | 102 |
| 3.3.3 Dados de Referência | 102 |
| 3.3.3.1 Dados de Estações Físicas de Longo Prazo | 103 |
| 3.3.3.2 Dados de Reanálise | 104 |
| 3.3.4 Correlação e Métodos Disponíveis de Previsão | 108 |

| | |
|--|------------|
| 3.3.4.1 Regressão Setorial MCP..... | 109 |
| 3.3.4.2 Matriz MCP..... | 110 |
| 3.3.4.3 Método do Índice Eólico..... | 111 |
| 3.3.4.4 Método do Escalonamento na Distribuição da Velocidade do Vento..... | 113 |
| 3.3.4.5 Outros Métodos | 114 |
| 3.4 INCERTEZA | 114 |
| 3.5 P50, P75 e P90..... | 115 |
| 3.6 GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA | 119 |
| 3.6.1 Energia Prevista versus Energia Real Produzida | 119 |
| 3.6.2 Regras Nacionais para Determinação da Garantia Física..... | 120 |
| 4. CARACTERIZAÇÃO DOS PARQUES E DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE..... | 125 |
| 4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS DOIS PARQUES ESTUDADOS | 125 |
| 4.2 DADOS DE GERAÇÃO E VELOCIDADE DO VENTO | 134 |
| 4.2.1 Descrição | 134 |
| 4.2.2 Filtragem e Taxa de Cobertura dos Dados | 136 |
| 4.2.3 Cálculo dos Valores Médios | 137 |
| 4.2.4 Curva de Potência do Parque | 138 |
| 4.2.5 Disponibilidade dos Aerogeradores..... | 139 |
| 4.3 CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA | 139 |
| 5. O MÉTODO MCP | 143 |
| 5.1 DADOS LOCAIS | 143 |
| 5.2 DADOS DE REFERÊNCIA..... | 144 |
| 5.3 CORRELAÇÃO | 147 |
| 5.4 CURVA DE POTÊNCIA PARA CORRELAÇÃO | 147 |
| 5.5 ÍNDICE EÓLICO | 148 |
| 5.6 INCERTEZA NA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO..... | 150 |
| 5.6.1 Sensibilidade..... | 150 |
| 6. ANÁLISE DA GERAÇÃO..... | 153 |
| 6.1 USINAS DO PROINFA | 153 |
| 6.2 ESTUDO DE CASO DA USINA EÓLICA DE BEBERIBE..... | 156 |
| 6.2.1 Análise da Geração..... | 156 |
| 6.2.1.1 Taxa de Cobertura..... | 156 |
| 6.2.1.2 Resultado por Aerogerador..... | 157 |
| 6.2.1.3 Geração e Fator de Capacidade Mensal..... | 161 |
| 6.2.1.4 Distribuição de Frequência..... | 163 |
| 6.2.1.5 Regime Horário | 165 |
| 6.2.1.6 Curva de Potência da Usina Eólica..... | 167 |
| 6.2.1.7 Energia Efetivamente Gerada | 171 |
| 6.2.2 MCP | 174 |
| 6.2.2.1 Correlação..... | 174 |
| 6.2.2.2 Curva de Potência | 181 |
| 6.2.2.3 Índice Eólico..... | 182 |
| 6.2.2.4 Sensibilidade..... | 185 |

| | |
|---|------------|
| 6.3 ESTUDO DE CASO DA USINA EÓLICA PEDRA DO SAL | 187 |
| 6.3.1 Análise da Geração | 187 |
| 6.3.1.1 Taxa de Cobertura..... | 187 |
| 6.3.1.2 Resultado por Aerogerador | 188 |
| 6.3.1.3 Geração e Fator de Capacidade Mensal..... | 191 |
| 6.3.1.4 Distribuição de Frequência | 193 |
| 6.3.1.5 Regime Horário | 195 |
| 6.3.1.6 Curva de Potência da Usina Eólica..... | 197 |
| 6.3.1.7 Energia Efetivamente Gerada..... | 201 |
| 6.3.2 MCP | 204 |
| 6.3.2.1 Correlação..... | 204 |
| 6.3.2.2 Curva de Potência..... | 211 |
| 6.3.2.3 Índice Eólico..... | 213 |
| 6.3.2.4 Sensibilidade..... | 215 |
| 7. CONCLUSÃO | 217 |
| 7.1 PRINCIPAIS RESULTADOS..... | 217 |
| 7.2 SUGESTÕES PARA OS PRÓXIMOS TRABALHOS | 220 |
| REFERÊNCIAS | 223 |
| APÊNDICE A – Localização dos Aerogeradores da UEBB e UEPS..... | 235 |
| APÊNDICE B – Filtro dos Dados | 237 |
| APÊNDICE C – Relatório do resultado da aplicação do método MCP índice eólico (Wind Index MCP) sobre a UEBB a partir dos dados MERRA para o período de 01/10/2008 a 31/05/2011..... | 243 |
| APÊNDICE D – Relatório do resultado da aplicação do método MCP índice eólico (Wind Index MCP) sobre a UEPS a partir dos dados MERRA para o período de 01/02/2009 a 31/05/2011..... | 247 |
| ANEXO A – Dados da Curva de Potência P e C_p para o E-44 e E-48..... | 251 |
| ANEXO B – Descrição técnica do anemômetro ultrassônico utilizado nos aerogeradores das EOLs Beberibe e Pedra do Sal | 253 |

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Desde as civilizações mais antigas, o vento tem papel importante para o desenvolvimento da sociedade, seja no impulsionar das embarcações, nos moinhos de vento para elevar a água ou moer cereais, ou até mesmo quando espalha as sementes das plantas levando-as para onde mãos humanas não poderiam alcançar.

No final do século XIX, com o uso da energia elétrica ainda em fase incipiente, iniciaram-se os primeiros estudos para a utilização do vento como fonte de geração de eletricidade. Os primeiros protótipos de aerogeradores foram desenvolvidos com base na tecnologia dos moinhos de vento até então existentes.

Apesar do primeiro aerogerador ter sido criado em 1888, em Cleveland-Ohio-EUA, foi somente a partir da década de 90 que a tecnologia pôde ser viabilizada em larga escala. Com o passar do tempo e o desenvolvimento de novas tecnologias, o uso da fonte eólica passou a apresentar uma crescente representatividade no setor energético, se tornando cada vez mais atrativo em decorrência da sua viabilidade econômica. Nas últimas duas décadas, com um elevado crescimento anual em diversos países, a energia eólica tem contribuído cada vez mais na participação da geração elétrica. Atualmente, a energia eólica é vista como uma promissora fonte de energia elétrica.

Com os tratados internacionais no âmbito ambiental, como o Protocolo de Quioto e a crescente demanda de energia elétrica nos países, surgem novos desafios para o uso das fontes mais viáveis e com os menores impactos ao meio ambiente. O energia eólica para geração de eletricidade tem sido uma das principais fontes utilizadas para redução da emissão de Gases do Efeito Estufa – GEE, pois sua conversão é limpa e renovável, conferindo poucos impactos ao meio ambiente. Além disso, apresenta alta disponibilidade ao longo do ano todo sem custos em combustíveis.

As usinas eólicas contribuem para a diversificação das fontes de geração de energia elétrica, industrialização e internacionalização da tecnologia, e capacitação técnica com geração de empregos diretos e indiretos. Em 2011, a indústria eólica possuía cerca de 670.000 pessoas empregadas no setor (GWEC, 2013).

No Brasil, o aproveitamento da energia eólica na geração de eletricidade iniciou-se nos anos 1990. Naquela década, a matriz elétrica brasileira era formada praticamente por usinas hidrelétricas, com cerca de

87% da capacidade total. Entretanto, em 2001, com o baixo nível nos reservatórios trazendo ^{apagões} em diversas regiões do país, foi percebida a necessidade de diversificação da matriz elétrica com outras fontes de energia. Com o surgimento das novas políticas e incentivos no setor energético, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, várias fontes de energia passaram a ter maior relevância na matriz elétrica nacional. No setor eólico, no entanto, somente a partir de 2006 surgiram as primeiras expressões concernentes à fonte, com a adição de 208 MW sobre os 29 MW existentes do início do ano. Com o primeiro leilão em 2009, exclusivamente para energia eólica, a fonte quebrou paradigmas, apresentando preços de energia tão competitivos quanto de fontes já consolidadas no país. A partir de então, a tarifa tem caído de leilão a leilão, indicando o menor custo de energia depois das usinas hidrelétricas. Assim, de 2006 a 2013, a energia eólica tem sido a fonte de maior crescimento no país, sendo que no início de 2013 atingiu o marco de 2 GW instalados.

As razões do elevado desenvolvimento do setor eólico no país se devem a diversos fatores, entre eles, aos incentivos do governo, nacionalização da indústria eólica, redução dos custos dos aerogeradores e equipamentos, e melhoria na produção de energia dos aerogeradores. Isso foi de suma importância para a queda do preço da energia eólica nos últimos leilões de energia promovidos pelo governo.

Todavia, juntamente com a crescente participação da energia eólica na geração elétrica brasileira, também surgiram preocupantes pontos que merecem ser discutidos pela sociedade, como é o caso do binômio energia garantida/energia real.

A garantia física – GF ou energia assegurada é uma estimativa de geração que o empreendedor deve apresentar ao governo com base na certificação de estimativa de Produção Anual de Energia – PAE. Entretanto, tal garantia pode de fato não condizer com a realidade. Devido à elevada incerteza na estimativa de energia, pode haver diferenças entre a geração real e a assegurada.

A geração abaixo do previsto traz prejuízos ao empreendedor, governo e sociedade. Para o empreendedor, pois a energia menor do que a assegurada lhe trará menor rentabilidade financeira com relação ao previsto em seu modelo de negócio. Além disso, podem surgir penalidades que prejudicarão ainda mais financeiramente o empreendimento. Para o governo, a menor energia entregue ao sistema lhe causará problemas de operação e planejamento (realizados pela EPE e ONS). Por último, a sociedade pagará por uma energia mais cara com maiores riscos de escassez. Além do aumento no custo operacional no

sistema elétrico, deverá haver outras usinas para suprir o deficit de energia. Nessas condições, o país terá que aumentar o volume de contratos de compra de energia, para o suprimento dessa energia não gerada. Isso aumentará o custo da energia elétrica e a poluição de GEE na atmosfera. Assim, deve haver maior fiscalização do governo durante a outorga dos projetos para evitar situações de deficit de geração de energia elétrica (DAMAS et al, 2012).

1.2 OBJETIVOS

Diante desse contexto, este trabalho tem por objetivo analisar a geração elétrica de Centrais Geradoras Eólicas – EOLs no Brasil para averiguar se o que está sendo garantido ao governo está, efetivamente, sendo gerado. Por meio de um estudo de caso de duas usinas em operação: Usina Eólica de Beberibe – UEBB e Usina Eólica Pedra do Sal – UEPS (ambas localizadas na região nordeste do país), a pesquisa realiza uma análise da geração elétrica comparando a Energia Efetivamente Gerada – EEG com a Garantia Física – GF do projeto. Nesta comparação é realizada, sob os dados fornecidos (início de operação de cada parque até maio de 2011), uma extrapolação da EEG para o longo prazo por meio do método *Measure-Correlate-Predict* – MCP. A extrapolação foi realizada para um horizonte de 20 anos, período de operação de uma EOL no Brasil.

Tal metodologia possibilitará mitigar os riscos de operação e planejamento da energia elétrica no país por meio de uma reavaliação da garantia física de EOLs em operação utilizando ferramentas de extrapolação a longo prazo.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para a melhor compreensão do proposto neste trabalho, o capítulo dois apresenta o panorama da energia eólica no Brasil e no mundo. Em seguida, o capítulo três descreve a fundamentação da energia eólica, onde são discutidas as características básicas do vento, da tecnologia de geração eólica, e dos métodos de estimativa de geração energia e incerteza em parques eólicos. O capítulo quatro aborda a caracterização das usinas eólicas estudadas e os procedimentos de análise dos dados. A metodologia proposta para aplicação do método MCP é apresentada no capítulo cinco. O método foi baseado no Índice Eólico utilizando dados de referência para estimativa de longo prazo. Estes dados, por sua vez, foram determinados após a realização de um comparativo entre estações meteorológicas e dados de reanálise próximos dos parques eólicos

estudados. O capítulo seis apresenta a análise da geração e a aplicação da metodologia apresentada. Finalmente, no capítulo sete, o estudo indica os principais resultados do estudo de caso e algumas sugestões para os próximos trabalhos.

2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO

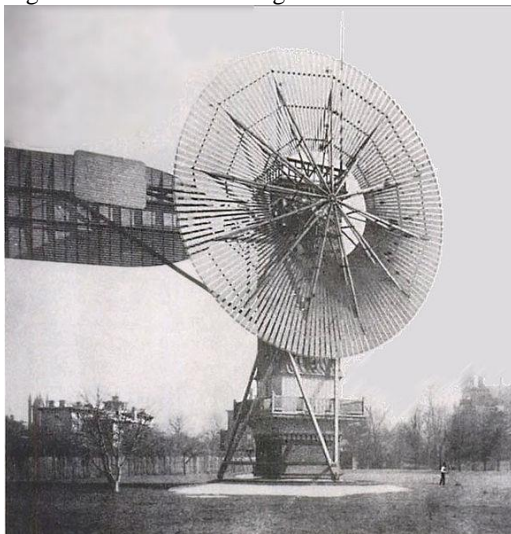
A energia eólica tem sido amplamente empregada na geração elétrica. Nas últimas duas décadas o setor tem sido uma das fontes com maior crescimento no mundo.

2.1 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

2.1.1 Histórico

As primeiras turbinas eólicas, desenvolvidas inspiradas nos moinhos de vento da época, foram construídas no final do século XIX. O primeiro aerogerador, situado em Cleveland-Ohio-EUA, foi desenvolvido em 1888 por Charles Brush (1849-1929). A turbina, com 144 pás de madeira de 17 m de diâmetro, operou durante 20 anos. Com um gerador de 12 kW, a energia elétrica era armazenada em baterias.

Figura 2.1 – Primeiro aerogerador desenvolvido



Fonte: Righter (1996).

O meteorologista dinamarquês Poul La Cour (1846-1908) é considerado um dos precursores da energia eólica. Desenvolveu trabalhos experimentais em aerodinâmica em túneis de vento e, em 1891, instalou

o primeiro protótipo de aerogerador na Dinamarca. Fundou o primeiro centro de pesquisa em energia eólica.

Mesmo com o desenvolvimento dessas máquinas, alguns fatores relativos aos aerogeradores como seu alto custo de fabricação, baixa eficiência no aproveitamento do vento e limitações tecnológicas não possibilitaram na época o emprego da tecnologia em larga escala. Com o passar do tempo e o desenvolvimento de novas tecnologias, a energia eólica para geração de eletricidade tornou-se gradativamente mais viável economicamente. Contudo, o uso das fontes convencionais de energia, como o petróleo e o carvão, ainda apresentava baixos custos com uma tecnologia muito bem dominada e consolidada.

Após a crise do petróleo de 1973 com os repentinos aumentos de preço do barril, motivou-se em vários países a busca por outras fontes de energia. Além disso, pesquisas foram comprovando os efeitos nocivos da queima de combustíveis fósseis no planeta. Desta forma, intensificaram-se estudos em fontes alternativas de baixo impacto ambiental com vistas à viabilidade econômica. Entretanto, nesta época os aerogeradores ainda eram pouco eficientes e possuíam um elevado custo, tornando-se inviáveis à produção em larga escala.

Com o incentivo à pesquisa e a criação de centros de pesquisa voltados à energia eólica, como o laboratório nacional Risø na Dinamarca e o instituto alemão de energia eólica (DEWI), a tecnologia da energia eólica começou a se tornar viável. Visando tornar mais eficiente a tecnologia dos aerogeradores assim como projetos de parques eólicos, normas e padrões para o setor foram criados. A evolução tecnológica na energia eólica se deu por meio da utilização de novos conceitos de diversos ramos da engenharia, como elétrica, materiais e aeronáutica. Tal fator permitiu um rápido desenvolvimento da tecnologia dos aerogeradores. Assim, a partir da década de 1990, contando com incentivos dos governos, como na Alemanha e Dinamarca, o emprego da energia eólica na geração de eletricidade passou a se tornar uma fonte de energia elétrica de uso em larga escala.

Com os tratados internacionais para o combate à emissão de GEE, como o Protocolo de Quioto, diversos países do mundo passaram a incentivar em seus governos o uso da energia eólica para geração de eletricidade.

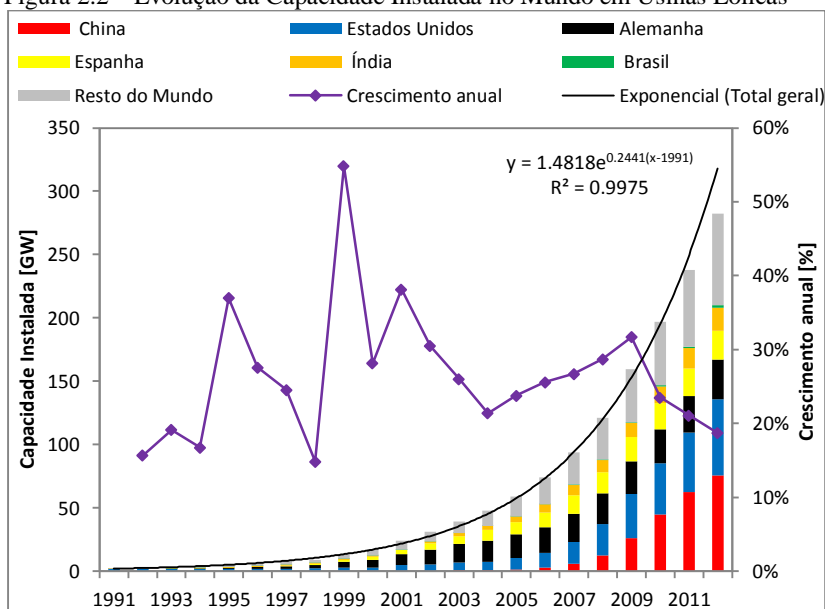
Nos últimos anos nota-se que a energia proveniente do vento passou a ter cada vez mais representatividade na matriz energética mundial. Em 2011, a energia eólica participou em 2,5% de toda energia elétrica consumida no mundo (GWEC, 2013).

O custo da energia elétrica oriunda da fonte eólica tornou-se competitiva com relação às fontes tradicionais de energia. A indústria da energia eólica, portanto, tornou-se um importante mercado no mundo.

2.1.2 Capacidade Instalada

No fim de 2012, a capacidade instalada global foi de 282,482 GW em mais de 225.000 turbinas eólicas em operação no mundo (GWEC 2013). Desse total, pouco mais de 4 GW é formado por usinas *offshore*, o que representou 1% da potência instalada no mundo. Somente no ano de 2012, foram adicionados mais de 40 GW de potência instalada. A Figura 2.2, a seguir, ilustra a evolução da capacidade instalada global entre 1991 e 2012. Neste período, o crescimento médio anual da potência instalada foi de 26% enquanto contra 4% considerando todas as fontes.

Figura 2.2 – Evolução da Capacidade Instalada no Mundo em Usinas Eólicas



Fonte: Elaboração Própria. Dados da GWEC (2013) e ANEEL (2013a).

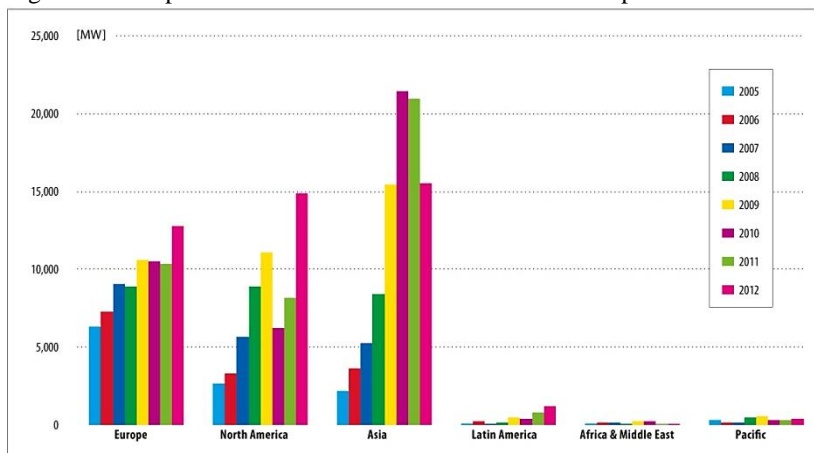
Nota-se o elevado crescimento global desde o início da década de 90. A potência instalada no mundo, em geral, tem dobrado a cada três anos. Mesmo com uma desaceleração no crescimento entre 2010 a 2012, devido aos efeitos da crise financeira, a energia eólica tem sido a fonte do

setor elétrico com maior crescimento no mundo, de acordo com os dados da U.S. Energy Information Administration – EIA (2013). No final de 2012, a fonte eólica representou 5% de toda potência instalada no mundo.

Os países com a maior capacidade instalada no fim de 2012 foram a China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia, com 75% de toda a matriz eólica. A China saltou da décima posição em 2004, com 764 MW, para o primeiro lugar em 2009, atingindo cerca de 45 GW, o que representou um quarto de toda a capacidade eólica global do ano. O Brasil, apesar de estar na 19ª posição com 0,5% da capacidade eólica global, vem aumentando a sua representatividade no cenário mundial, como um dos países com as maiores taxas de crescimento nos últimos anos.

Conforme dados da GWEC de 2013 (ver Figura 2.3 e Figura 2.4), a Europa, América do Norte e Ásia são as regiões com as maiores potências anuais instaladas. A América Latina, África, Oriente Médio e Oceania apresentam uma baixa potência instalada anualmente. Entretanto, nota-se que a América Latina vem apresentando uma alta taxa de crescimento, com destaque ao Brasil, que será comentado futuramente.

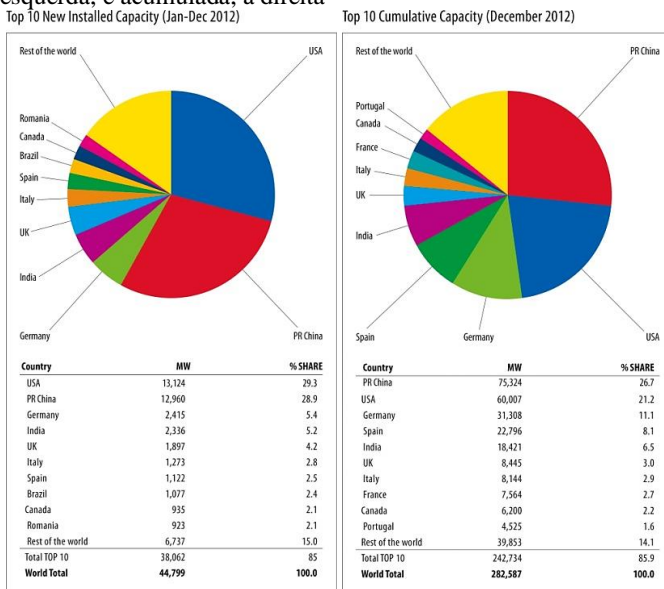
Figura 2.3 – Capacidade Instalada Anual em Usinas Eólicas por Continente



Fonte: GWEC (2013).

Observa-se que a Europa, que já possui uma indústria eólica bem consolidada, é o continente que tem apresentado uma desaceleração no crescimento do setor nos últimos anos. A América do Norte, Ásia, América Latina, em contrapartida, têm indicado uma alta aceleração no crescimento.

Figura 2.4 – Os dez países em 2012 com a maior capacidade instalada no ano, à esquerda, e acumulada, à direita

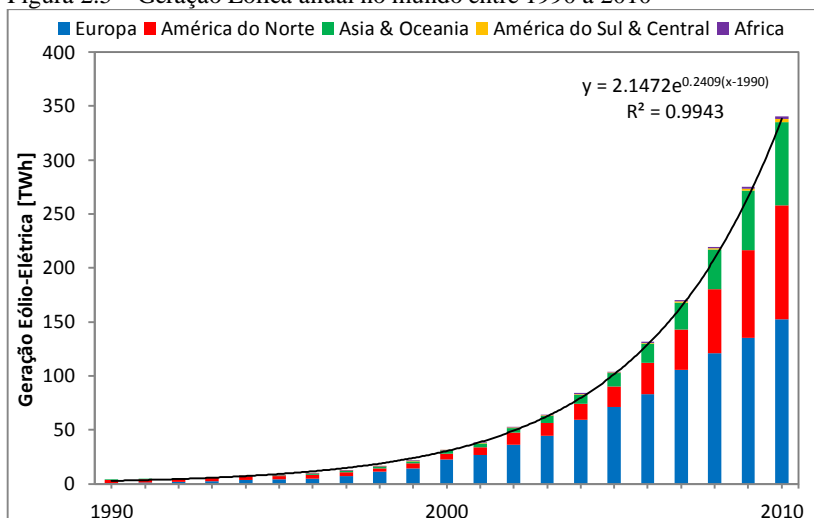


Fonte: GWEC (2013).

2.1.3 Geração Eólica

Com o alto crescimento da indústria de energia eólica no mundo, a participação da fonte eólica na geração elétrica está sendo cada vez maior. Dados estatísticos obtidos por meio da EIA apresentam a boa tendência para o setor. A geração eólica tem aumentado significativamente nos últimos 20 anos, principalmente na Europa, América do Norte e Ásia. Os países que apresentaram a maior geração elétrica foram, em ordem decrescente, Estados Unidos (94,7 TWh), China (44,6 TWh), Espanha (44,2 TWh), Alemanha (37,8 TWh) e Índia (19,9 TWh). A Figura 2.5 ilustra a geração eólica anual no mundo entre 1990 e 2010.

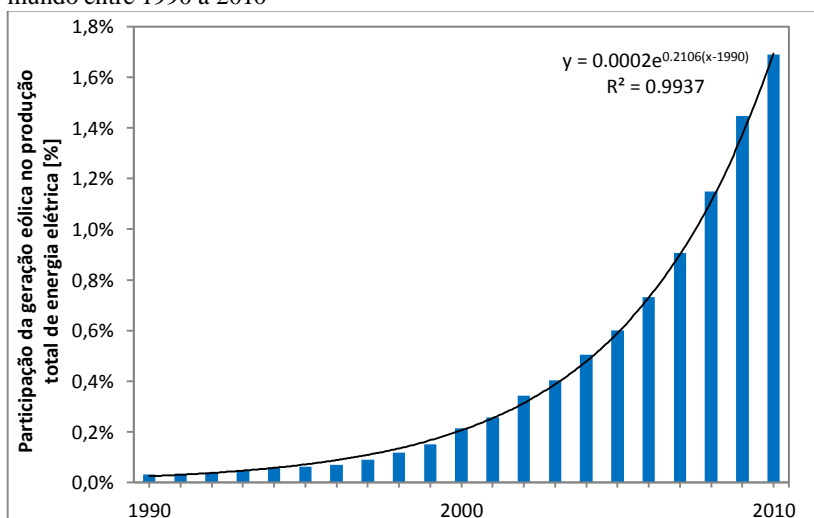
Figura 2.5 – Geração Eólica anual no mundo entre 1990 a 2010



Fonte: Elaboração Própria. Dados da EIA (2013).

Esse elevado crescimento tem se refletido principalmente na geração elétrica total, como pode ser visto abaixo na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Contribuição da geração eólica no consumo de eletricidade no mundo entre 1990 a 2010

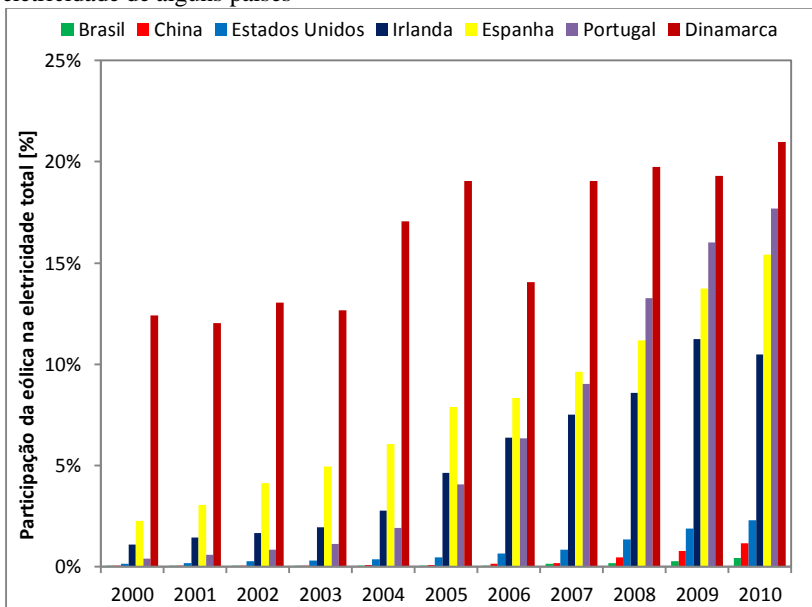


Fonte: Elaboração Própria. Dados da EIA (2013).

Em 2010, a potência média de geração total de eletricidade no mundo foi de 2.302,5 GW enquanto que a geração eólica média foi de 38,9 GW. Assim, a fonte eólica forneceu uma energia elétrica de 327 TWh, o que foi responsável por abastecer 1,7% da produção mundial no ano. Neste mesmo ano, a eólica representou 4,2% da geração total na Europa, mantendo o continente na primeira posição. De acordo com a GWEC (2013), em 2011 a geração eólica foi de 446 TWh, o que representou 2,5% da participação do consumo de eletricidade no mundo. A empresa de consultoria BTM Consult, da Navigant Consulting, estima para 2013 uma participação mínima em 2,62% da energia eólica na demanda elétrica mundial (BTM, 2013).

Em 2010, os países com a maior contribuição da geração eólica na eletricidade foram, em ordem decrescente, Dinamarca, Portugal, Espanha e Irlanda. A Figura 2.7 mostra a evolução desses países ao longo da última década. A título de informação foram incluídos também dados dos Estados Unidos e China, ambos em situação intermediária, e o Brasil, em fase inicial.

Figura 2.7 – Evolução anual da contribuição da geração eólica no consumo de eletricidade de alguns países



Fonte: Elaboração Própria. Dados da EIA (2013).

A Dinamarca tem sido, desde a década de 80, o país com a maior participação da energia eólica na rede elétrica. Em 2012, 30% da eletricidade gerada do país foi oriunda de usinas eólicas. O governo dinamarquês pretende para 2025 atingir 50% da geração por meio de parques eólicos (GWEC/GREENPEACE, 2013a).

No caso do Brasil, apesar da contribuição da fonte eólica na geração elétrica ter sido apenas 0,42%, percebe-se novamente sua inserção no mercado de energia eólica com um rápido crescimento sobre a matriz elétrica nacional. Como será apresentado futuramente, em 2012 a geração eólica representou cerca de 1% de toda geração de eletricidade no país (EPE, 2013)

Embora haja uma grande tendência geral dos países no crescimento da exploração da energia eólica, existe um particular fator que pode limitar esse avanço. Isso se deve à característica estocástica do vento, que dificulta sua previsibilidade. Como o seu armazenamento é ainda inviável, toda a energia gerada deve ser diretamente injetada diretamente na rede elétrica, sendo instantaneamente consumida. Assim, para que a geração final atenda à demanda necessária, a energia eólica deve estar sempre em combinação com outras fontes de geração de energia elétrica.

A integração da energia eólica em larga escala na rede elétrica apresenta muitos novos desafios, que poderá exigir um alto controle na geração de parques eólicos e aerogeradores, similares às usinas convencionais (CHEN e BLAABJERG, 2008).

O limite da penetração de energia elétrica proveniente da fonte eólica em uma rede elétrica depende de diversos fatores eletromagnéticos como limite de capacidade das linhas de transmissão, estabilidade operacional do sistema, entre outros. Para alcançar um alto nível de participação de geração eólica na matriz elétrica, devem-se realizar melhorias na infraestrutura da rede de transmissão e distribuição (EWEA, 2008a).

Uma forma de análise dessa capacidade no Brasil pode ser feita pelo Grau de Regularização – GR do SIN, que representa a quantidade de meses de estoque de energia (ONS, 2013). O valor é calculado pela relação entre Energia Armazenada Máxima – ERMax e a carga a ser atendida abatida das fontes de geração (UTE inflexíveis, UTB, PCH e EOL), por serem fontes cuja representação nos estudos de planejamento da operação se faz pelo abatimento sobre a carga projetada. O Quadro 2.1, a seguir, apresenta a potência necessária de adição de energia para manter o mesmo GR de 2013, caso a expansão fosse feita exclusivamente um fonte inflexível qualquer, por EOL ou por UTE inflexível.

Quadro 2.1 – Capacidade adicional para manter o mesmo GR do SIN de 2013 em 5,4 meses

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|-------|--------|--------|--------|
| Adicional de Energia Inflexível (MWmed) | 2.178 | 4.153 | 6.261 | 8.802 |
| Se fosse com Usina Eólica (MW) | 7.260 | 13.846 | 20.871 | 29.342 |
| Se fosse com Térmica Inflexível Convencional (MW) | 2.420 | 4.615 | 6.957 | 9.781 |

Fonte: ONS (2013).

*energia inflexível é aquela que se abate diretamente da carga (térmicas inflexíveis e/ou usinas não simuladas individualmente).

*Considerado um fator de capacidade de 90% para as térmicas convencionais e 30% para as eólicas.

Embora a energia eólica seja representada de forma inflexível, sua adição ao SIN é mais vantajosa do que termelétricas inflexíveis.

De acordo com o PEN 2013, para que o Brasil apresente até 2017 o mesmo nível de regularização de 2002 (6,5 meses de estoque), pode-se instalar no máximo 19.750 MW médios inflexíveis adicionais ou a incorporação de 115.500 MW médios de energia armazenadas em usinas hidrelétricas com reservatórios (ONS, 2013). Já no caso de hidrelétricas fio d'água, cuja matriz representa mais de 40% da capacidade instalada em fontes hidráulicas (ONS, 2013), sua adição pode ser limitada dependendo de sua localidade.

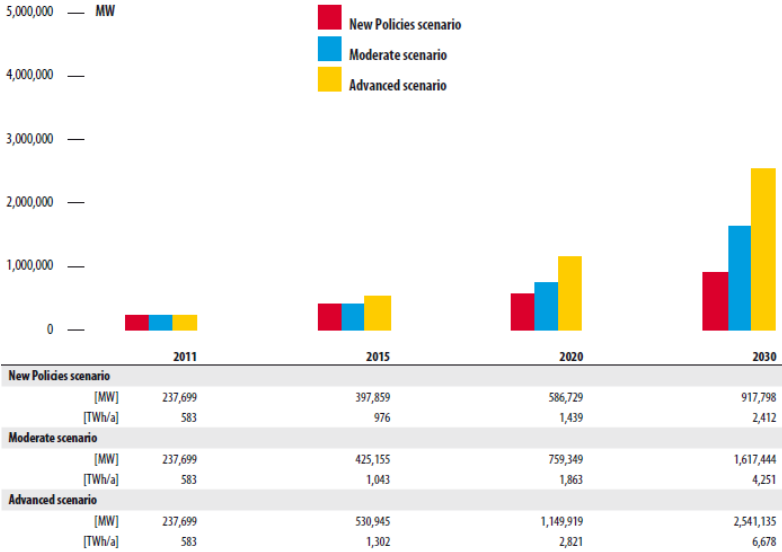
2.1.4 Perspectiva global

De acordo com a International Energy Agency – IEA (2011), o consumo de eletricidade no mundo dobrará de 2009 a 2035, representando uma taxa média de 2,7% ao ano.

Somente na Europa, estima-se um nível de participação da eólica na geração elétrica em 14% para 2020 e 28% para 2030, segundo a EWEA (2008b),

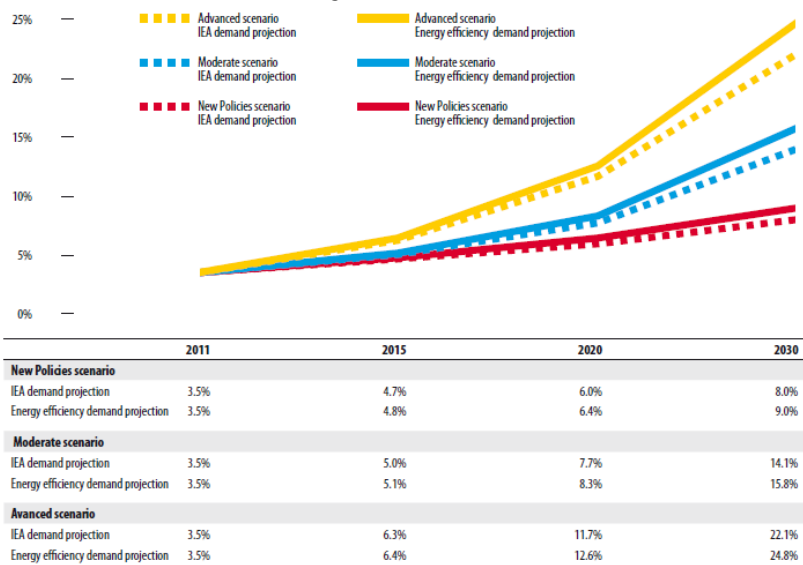
Estimativas do GWEC/GREENPEACE (2013a) são de que a energia eólica terá um elevado crescimento, mesmo considerando o cenário menos otimista – sob novas políticas no setor energético. Para o horizonte de 2030, a energia eólica contribuirá com 917.798 MW, o que será responsável por 8% da demanda mundial de eletricidade. Sob qualquer um dos cenários de crescimento, a taxa de crescimento média anual prevista ficará entre 7,4 e 13,3% ao ano, o que representa uma alta perspectiva de crescimento para o setor.

Figura 2.8 – Perspectiva futura da capacidade instalada de usinas eólicas



Fonte: GWEC/GREENPEACE (2013a).

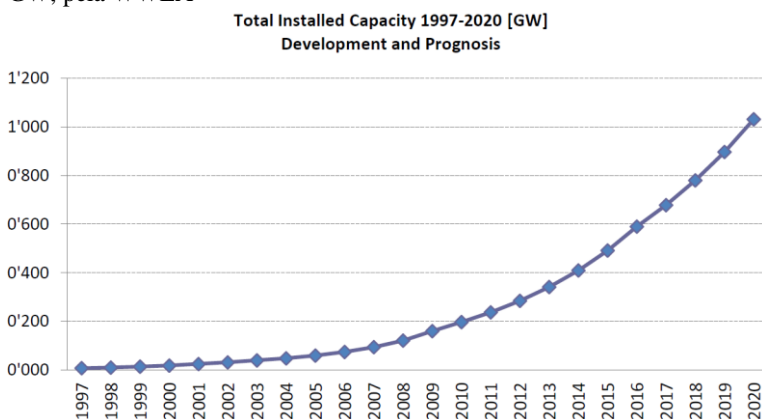
Figura 2.9 – Perspectiva futura da participação da energia elétrica proveniente de usinas eólicas na matriz elétrica global



Fonte: GWEC/GREENPEACE (2013a).

As estimativas da World Wind Energy Association – WWEA são ainda mais otimistas. Em 2012, a associação prevê uma capacidade próxima de 500 GW para 2015 e acima de 1000 GW para 2020 (WWEA, 2012), conforme Figura 2.10.

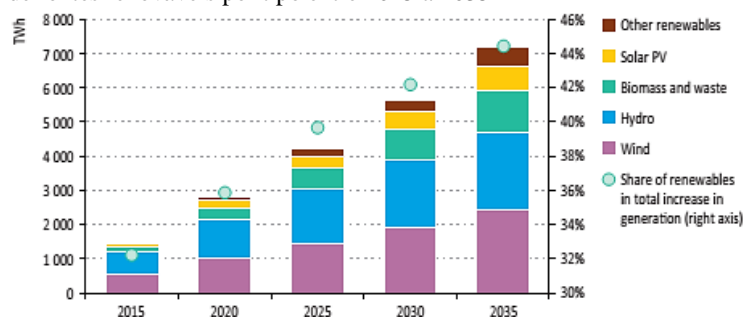
Figura 2.10 – Perspectiva futura da capacidade instalada de usinas eólicas, em GW, pela WWEA



Fonte: WWEC (2012).

Os dados estatísticos da IEA (2012) também apresentam a boa tendência para o setor de renováveis com um aumento na participação de 13% para 18% em 2035. Para a energia eólica, observa-se uma boa tendência na qual a fonte permanecerá como a segunda maior das energias renováveis (ver Figura 2.11).

Figura 2.11 – Perspectiva global para a geração de energia elétrica (TWh) a partir de fontes renováveis por tipo entre 2015 a 2035



Fonte: IEA (2012).

2.2 MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL

2.2.1 Regulamentação

Nas últimas duas décadas, o setor elétrico brasileiro passou por uma reestruturação regulatória e institucional. Enquanto o Estado passou a desempenhar o papel de agente regulador e fiscalizador do setor, as atividades de geração, transmissão e distribuição, ficaram a cargo de empresas públicas e/ou privadas competindo livremente no mercado.

Durante este período de reestruturação foram criadas importantes instituições, dentre elas a ANEEL, a EPE, a CCEE e o ONS.

No Brasil, a comercialização de energia elétrica segue o modelo do Setor Elétrico, concebido pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004. A comercialização ocorre em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

O Ambiente de Contratação Regulada funciona por meio de contratos bilaterais regulados, celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

No Ambiente de Contratação Livre, há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, com acordos bilaterais de compra e venda de energia.

O Artigo 13º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 define que é contabilizada a energia elétrica:

- contratada até 16 de março de 2004;
- contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração;
- proveniente de:
 - geração distribuída;
 - usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do PROINFA;
 - Itaipu Binacional;

- cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Medida Provisória no 579, de 11 de setembro de 2012;
- Angra I e II.

Um dos destaques desta reestruturação foi o aparecimento de um novo conceito de energia limpa, abrangido pelas Centrais Geradoras Eólicas – EOLs, Termelétricas a Biomassa – UTBs, e as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs. A este novo segmento foram dados incentivos como: a instituição do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (que realoca e mitiga os riscos dos efeitos de variações sazonais da fonte energética); descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição – TUSD e de uso dos sistemas de transmissão – TUST, conforme Resolução Normativa da ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004; isenção do pagamento de royalties aos municípios atingidos; e a possibilidade do recebimento de incentivos financeiros do programa de créditos de carbono, instituído pelo protocolo de Kyoto, e viabilizado pela ONU.

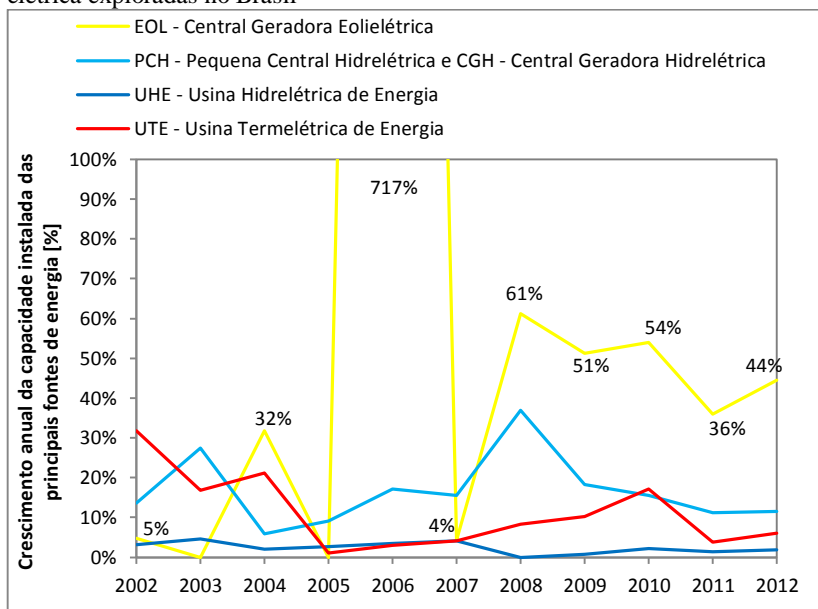
2.2.2 Capacidade Instalada

A matriz energética brasileira é considerada uma das mais limpas do mundo. Em 2011, as fontes renováveis contribuíram com aproximadamente 46,0% de toda oferta interna de energia no país (EPE, 2013), muito acima da média mundial em 13,3% (EIA, 2013). As principais fontes renováveis no Brasil são os produtos da cana-de-açúcar (etanol e outros derivados) de cana seguidos pela fonte hidráulica e lenha.

A matriz elétrica do país é formada principalmente pelas fontes hidráulica, térmica e, em menores proporções, eólica e nuclear. Em 2012 a geração elétrica contribuiu com 16,9% do consumo total de energia no Brasil. Dessa energia elétrica gerada, 84,6% decorreram de fontes renováveis (EPE, 2013), incluindo importações. A energia hidráulica contribuiu com 91% de toda energia elétrica gerada pelas fontes renováveis em 2012.

A capacidade instalada do país vem crescendo substancialmente ao longo da última década, com uma média de crescimento em 4,5% ao ano. A Figura 2.12 ilustra o crescimento anual da capacidade instalada por tipo de fonte de energia explorada no Brasil.

Figura 2.12 – Crescimento anual da capacidade instalada das fontes de energia elétrica exploradas no Brasil

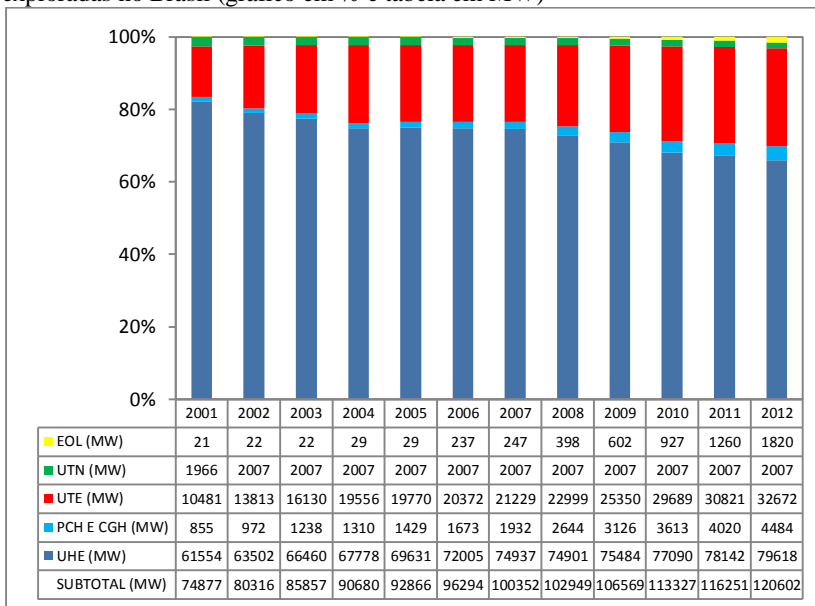


Fonte: Elaboração Própria. ANEEL (2013a).

Nota-se que, com exceção a 2005 e 2007, a energia eólica tem sido a fonte de maior crescimento entre 2004 e 2012 no Brasil, cuja capacidade instalada tem em média dobrado ano após ano. Como o crescimento no ano de 2006 foi muito elevado, com 717%, a escala da figura foi baseada nos demais anos.

De acordo com o Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL (2013a), no fim de 2012 o Brasil possuía uma capacidade instalada de 120.602 MW em 2.518 usinas, sendo 79,1% formada por fontes renováveis. Com base nestes dados, a Figura 2.13, a seguir, exibe a participação de cada fonte de geração na capacidade total de geração de 2001 a 2012. Os valores de potência instalada, constantes na tabela abaixo do gráfico, estão expressos em MW.

Figura 2.13 – Evolução anual da capacidade instalada das fontes de energia exploradas no Brasil (gráfico em % e tabela em MW)



Fonte: Elaboração Própria. Dados do BIG, ANEEL (2013a).

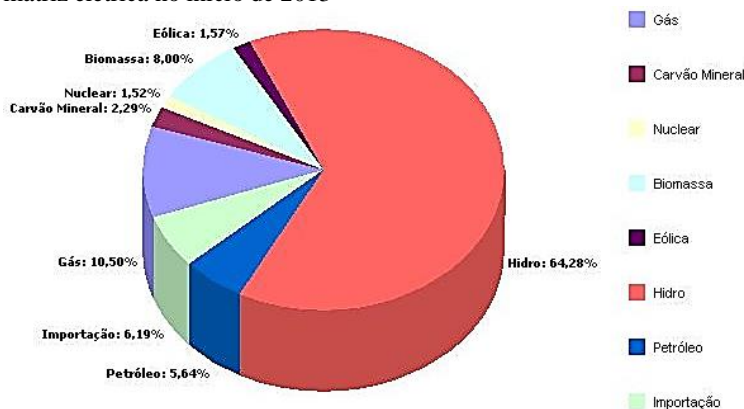
*Considerada a Itaipu nacional e usinas emergenciais.

Na última década, percebe-se que a hegemonia das usinas hidrelétricas com mais de 30 MW tem diminuído com o ingresso de outras fontes. Isso se deve principalmente ao intuito do governo em diversificar a matriz energética do país, com os recentes incentivos às fontes alternativas e às usinas termelétricas. Estas últimas, que fecharam o ano de 2012 com 32.672 MW, representam 27,1% de toda capacidade instalada no país. Grande parte do crescimento das termelétricas deve-se à fonte biomassa, onde em 2012 representou 30,2% de toda geração termelétrica. Outra fonte que tem se destacado na matriz energética é a energia eólica, que tem crescido a um ritmo acelerado, fechando o ano de 2012 com 82 usinas somando um total de 1.820 MW de potência instalada.

Desmembrando as termelétricas e incluindo as importações, a Figura 2.14, extraída da ANEEL, apresenta a participação de cada fonte de energia na matriz elétrica brasileira no início de 2013. Nota-se, portanto, que a participação das fontes renováveis (hidrelétrica, eólica e

biomassa) foi de 73,85% da matriz elétrica. Considerando ainda o montante importado de fontes renováveis, tal índice se eleva para 78,72%.

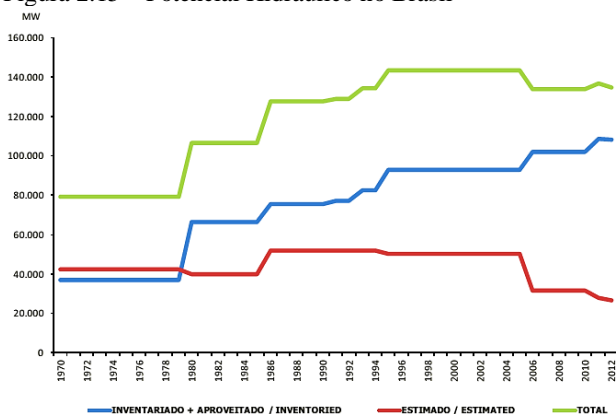
Figura 2.14 – Participação de todas as fontes de energia exploradas no Brasil na matriz elétrica no início de 2013



Fonte: BIG, ANEEL (2013a).

Uma das razões para os novos investimentos na diversificação de energia se deve ao baixo potencial hidrelétrico remanescente. Como o BEN 2013 estimou para 2012 um potencial hidrelétrico total em 134.737 MW, o potencial ainda não explorado, desconsiderando o total de usinas em operação em 2012, fica estimado em somente 50.635 MW, do qual cerca de metade já se encontra inventariado.

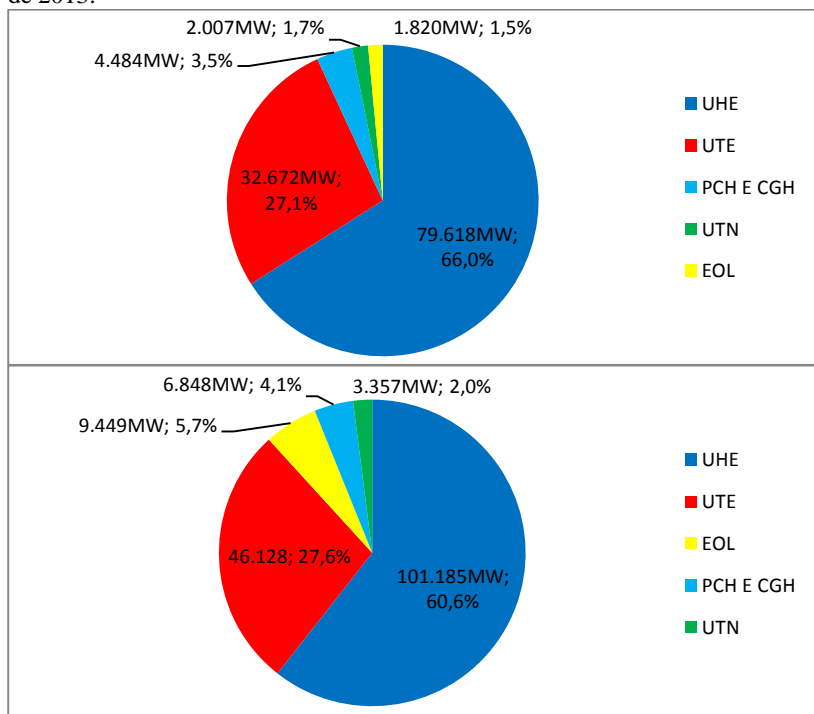
Figura 2.15 – Potencial Hidráulico no Brasil



Fonte: EPE (2013).

A Figura 2.16 apresenta dois gráficos com a situação da capacidade instalada no fim de 2012 (acima) e os empreendimentos outorgados pela ANEEL (abaixo). Os empreendimentos outorgados que não estão em operação ou construção são previstos para operação futuramente, no entanto, podem não ser implementados em decorrência de diversos fatores como viabilização, linha de transmissão e conexão à subestação, licenciamento ambiental. Entretanto, esses dados já estimam a matriz elétrica nacional para os próximos anos. Nota-se que a diminuição da participação das centrais hidrelétricas fará com que as todas as demais fontes de energia aumentem os seus percentuais, com destaque para a fonte eólica. Essa diversificação será muito importante para a capacidade de geração elétrica do país, pois diminuirá os riscos da dependência sobre uma única fonte, que pode trazer insegurança por uma eventual falta de energia.

Figura 2.16 – Participação das fontes de geração elétrica na matriz elétrica do Brasil. Acima: usinas atuais em operação e abaixo: usinas outorgadas em janeiro de 2013.

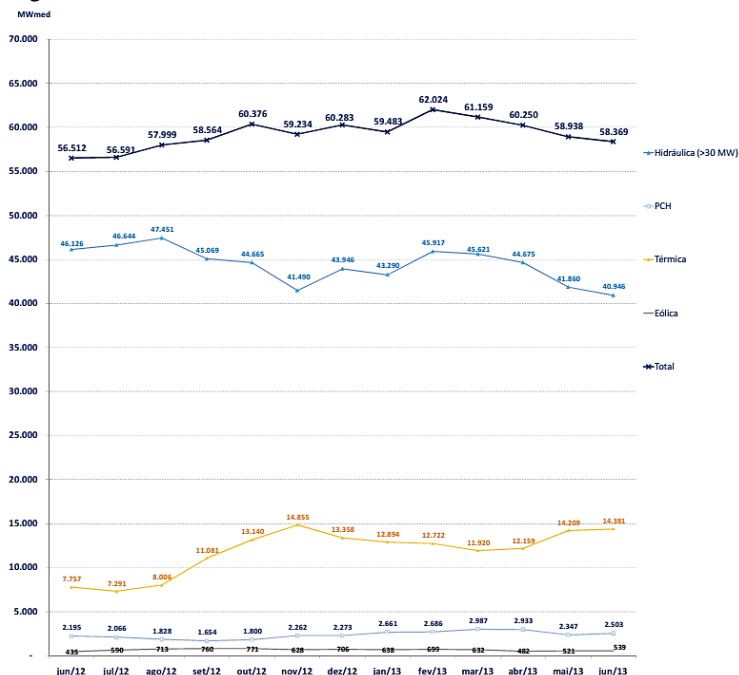


Fonte: Elaboração Própria. Dados da ANEEL (2013a).

2.2.3 Geração Elétrica Nacional

A Figura 2.17 apresenta a geração elétrica entre junho de 2012 a junho de 2013, por tipo de usina no Brasil. Nota-se que a maior parte da geração tem sido por meio de fontes hidráulicas e térmicas.

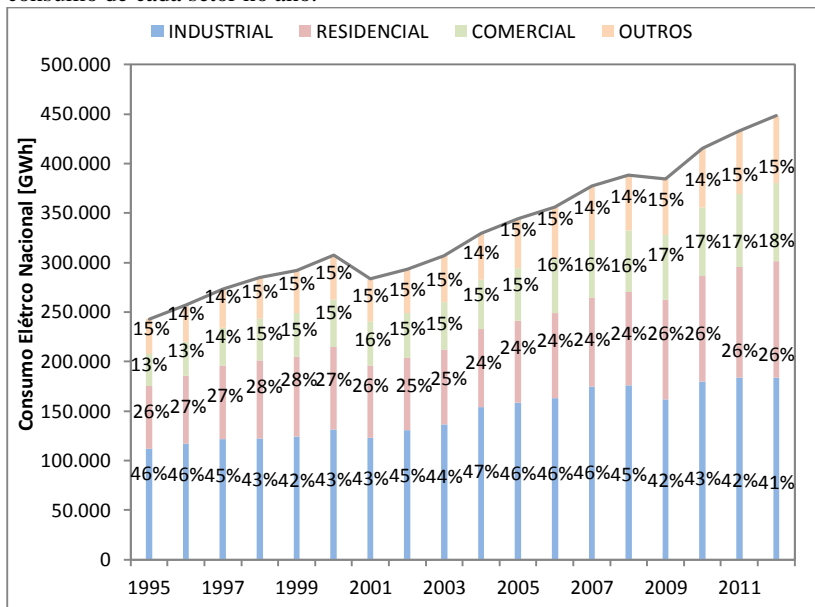
Figura 2.17 – Montantes mensais de geração hidráulica, térmica e eólica no centro de gravidade



Fonte: CCEE (2013a).

Em 2012, o país consumiu 448.276 GWh, com uma forte participação dos setores industrial e residencial (EPE, 2013). A geração elétrica nacional mostrou um alto crescimento de 1995 a 2010, com uma taxa média de 3,6% ao ano. O setor comercial foi o que apresentou os maiores índices de crescimento, com cerca de 5,2% ao ano. Já os demais setores tiveram um crescimento muito próximo à média geral. A Figura 2.18, a seguir, apresenta o consumo elétrico no país entre 1995 a 2012, para cada setor da economia.

Figura 2.18 – Crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil por setor da economia entre os períodos de 1995 a 2012. Os rótulos indicam o percentual de consumo de cada setor no ano.



Fonte: Elaboração Própria. Dados da EPE (2013).

2.3 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Os Parques Eólicos são definidos pela legislação como fonte de energia limpa e renovável (fonte energética incentivada), principalmente pelo seu baixo grau de impacto socioambiental, gerado por sua implantação. Eles são enquadrados e regulamentados por uma série de resoluções da ANEEL. Dentre estas, uma das mais importantes é a Resolução ANEEL nº 391, de 15 de dezembro de 2009, que estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas (ANEEL, 2009).

Um importante fator responsável pela diversificação na matriz energética do país foi a criação da Lei nº 10.438 em 26 de Abril de 2002, que instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, assunto que será abordado a seguir.

2.3.1 PROINFA

No ano de 2002 foi criada a Lei nº 10.438, que instituiu o PROINFA. O artigo 3º da lei institui os objetivos do programa:

Art. 3º Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (...)¹

Esta lei foi um marco inicial e fundamental para a diversificação das fontes renováveis no país. Até então, havia poucas normas regulamentadoras e era flagrante a necessidade da criação de regras para o setor.

De acordo com a Eletrobrás, o PROINFA foi o maior programa do mundo de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica. O programa previa até dezembro de 2008 a instalação, de 1.100 MW para cada fonte totalizando 3.300 MW. Com um total de 3.299,40 MW de capacidade, foram contratadas 1.191,24 MW formadas por 63 PCHs, 1.422,92 MW formadas por 54 EOLs, e 685,24 MW formadas por 27 UTBs.

A criação do PROINFA foi de suma importância para o incentivo da energia eólica, pois no ano em que foi instituído o programa o país possuía somente 22 MW de potência instalada. Após 10 anos, no início de 2013, foram instalados 51 empreendimentos eólicos, contabilizando uma potência total de 1.181,72 MW (ELETROBRÁS, 2013). Os empreendimentos eólicos contratados no PROINFA possuem a energia comercializada por um prazo de 20 anos.

O Quadro 2.2 apresenta as usinas contratadas por fonte para o ano de 2013, relativas ao PROINFA. Assim, o fator de capacidade médio ficou de 25,6%, 31,7% e 64,6% para as UTBs, EOLs e PCHs, respectivamente.

¹ BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002.

Quadro 2.2 – Energia contratada em 2013 por fonte das usinas do PROINFA

| Fonte | Número de Empreendimentos | Potência Instalada (MW) | Energia (MWh) |
|--------------|---------------------------|-------------------------|----------------------|
| Biomassa | 19 | 533,34 | 1.193.859,00 |
| Eólica | 51 | 1.181,72 | 3.281.788,00 |
| PCH | 60 | 1.159,24 | 6.556.864,00 |
| TOTAL | 130 | 2.874,30 | 11.032.511,00 |

Fonte: Eletrobrás (2013).

Assim, como se pode ver, a potência esperada de instalação não foi exatamente alcançada, com cerca de 400 MW de capacidade inferior à prevista.

2.3.2 Leilões de Energia

Mesmo com a contratação de inúmeras usinas eólicas no âmbito do PROINFA, muitos críticos apontaram a fonte como inviável economicamente devido à sua elevada tarifa quando comparada às tradicionais fontes de energia, apresentando valores entre R\$ 180,00 a R\$ 204,00 por MWh, na época.

Em 14 de dezembro de 2009, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR realizou o Leilão de Reserva 2009, primeiro leilão exclusivo para a venda de energia de projetos eólicos. Organizado pela EPE, o leilão possibilitou a contratação 71 empreendimentos eólicos com uma potência somada de 1.805,7 MW. Dessa potência total, foram garantidos 753MW com um preço médio de venda de R\$ 148,39 por MWh, valor 21,49% menor que o preço inicial do leilão em R\$ 189 por MWh.

Dada a forte repercussão do Leilão de Reserva 2009, e a intenção do governo de realizar leilões periódicos de fontes alternativas, diversas multinacionais do setor eólico instalaram fábricas de aerogeradores no Brasil, facilitando o acesso e diminuindo os custos dos equipamentos. O governo, em contrapartida, promoveu, por meio de algumas regras, o credenciamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES de aerogeradores de fabricantes internacionais para o financiamento. As atrativas taxas de juros, oferecidas pelo BNDES, para financiamento de aerogeradores, trouxe aos empreendedores maior viabilidade econômica em seus projetos eólicos.

A oferta de projetos eólicos no país aumentou ainda mais em 2010 por meio de dois leilões de fontes alternativas promovidos pela EPE (A-3 e de Reserva). Dos 89 empreendimentos somando 2892,2 MW de potência contratada, 70% da energia decorreram de usinas eólicas, ou

seja, 70 projetos com um total de 2047,8 MW. Com uma potência assegurada de 899 MW médios, a tarifa média ficou em R\$ 130,86 por MWh, mais baixa que o preço médio das PCHs (R\$ 141,93 por MWh) e biomassa (R\$ 144,20 por MWh). Esse leilão confirmou que a energia eólica podia competir com as demais fontes de energia já bem difundidas no país, as PCHs e UTBs.

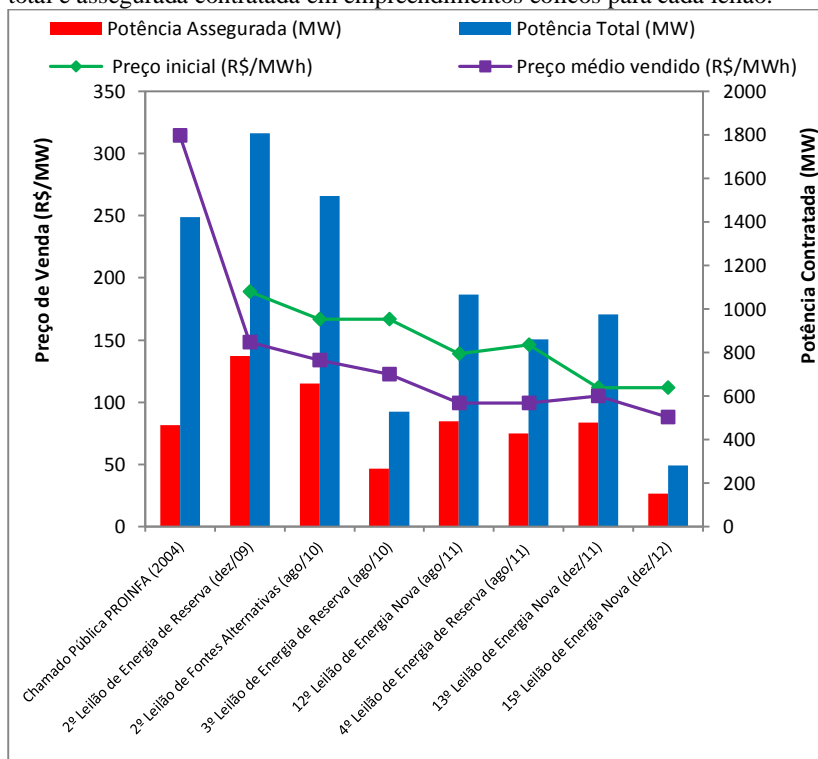
O ano de 2011 foi caracterizado pela consolidação da energia eólica no país em três leilões de energia. Em agosto de 2011 ocorreram dois leilões de fontes alternativas promovidos pela EPE (A-3 e de Reserva), no qual foram contratadas 1928,8 MW em 78 usinas eólicas, o que representou 48,7 % da energia contratada de um total de 3962,7 MW em 92 empreendimentos. Com uma garantia física de 913 MW médios, o preço médio da tarifa dos empreendimentos eólicos foi o mais baixo novamente já registrado no país, em R\$ 99,56 por MWh.

Em dezembro do mesmo ano, o Leilão de Energia Nova A-5 contratou 976,5 MW em 39 projetos eólicos, de um total 1211,5 MW em 42 projetos de geração de energia elétrica. Neste leilão a energia garantida que em 478,5 MW, sendo que o tarifa média subiu ligeiramente com relação aos leilões de agosto, estabilizando-se na marca de R\$105,15 por MWh.

Por fim, em dezembro de 2012 ocorreu o Leilão de Energia Nova A-5 no qual foram contratados 2 projetos de centrais hidrelétricas e 10 projetos eólicos. No caso das hidrelétricas foram negociados 292,4 MW de potência e uma tarifa média em R\$ 93,46 por MWh com garantia física total de 151,3 MW. Para as eólicas, foram contratados 281,9 MW com uma tarifa média em R\$ 87,94 por MWh com garantia física total de 152,2 MW. Assim, pela primeira vez a eólica se mostrou a energia com o preço mais baixo do país, com uma tarifa menor até mesmo que a das grandes hidrelétricas, que sempre ofereceram os preços mais baixos de energia. Observa-se ainda que com uma energia contratada um pouco abaixo da metade, a energia assegurada total das usinas eólicas ficou mais alta que quando comparada com as usinas hidrelétricas.

A Figura 2.19 mostra a evolução do preço médio da energia eólica contratada pelo governo ao longo dos leilões promovidos pelo governo. O valor da tarifa não está corrigido com relação à inflação. No mesmo gráfico está apresentada também a potência total e garantida para cada leilão.

Figura 2.19 – No eixo da esquerda: evolução dos preços iniciais e médios de venda de energia eólica ofertados para cada leilão. No eixo da direita: potência total e assegurada contratada em empreendimentos eólicos para cada leilão.

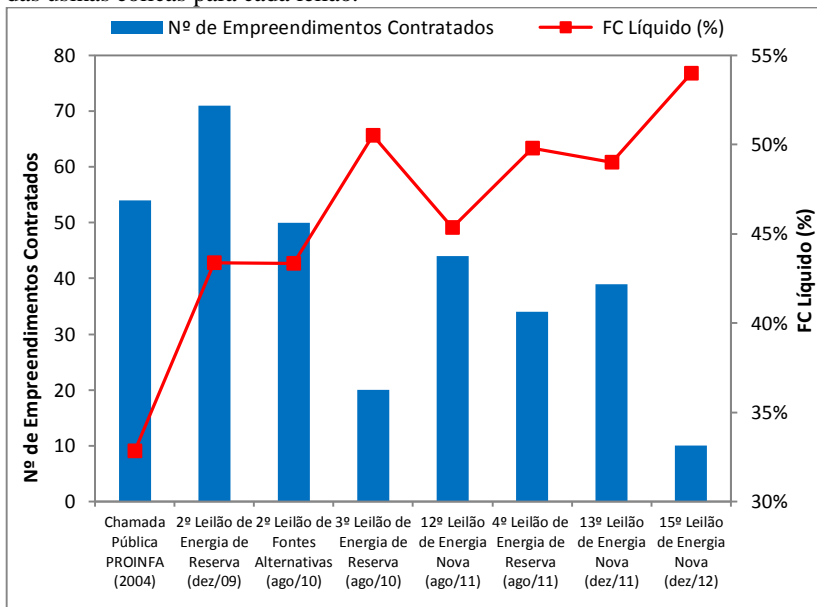


Fonte: Elaboração Própria. Dados da CCEE (2013b) e Eletrobrás (2013).

*O preço da tarifa em MWh do primeiro leilão PROINFA foi atualizado para o valor médio pago em dezembro de 2012, retirado do Plano Anual do PROINFA 2013.

Nota-se a elevada queda na tarifa média de energia. Um dos principais fatores se deve à tendência de crescimento no fator de capacidade, apresentado na Figura 2.20.

Figura 2.20 – No eixo da esquerda: número de empreendimentos eólicos contratados para cada leilão. No eixo da direita: fator de capacidade assegurado das usinas eólicas para cada leilão.



Fonte: Elaboração Própria. Dados da CCEE (2013b).

Após o PROINFA, todos os projetos vencedores tiveram o fator de capacidade líquido estimado entre 30% e 60%. Assim, até o final de 2012, foram contratados 268 empreendimentos eólicos somando uma potência total de 7.040,6 MW e garantida de 3.252,1 MW, indicando um fator de capacidade de 46,2%. Com uma média de R\$ 120,49 por MW, todos os 268 empreendimentos deverão estar operando até o ano de 2017.

Uma das principais razões para a forte tendência na diminuição da tarifa da energia eólica é o elevado fator de capacidade dos projetos vencedores, que se deve às boas condições de vento do Brasil, aliado à melhoria na tecnologia dos novos aerogeradores disponíveis no mercado nacional. Outro fator, não menos importante, é a redução dos custos dos aerogeradores por meio da criação de uma cadeia produtiva no setor eólico no país.

A Tabela 2.1 apresenta um resumo detalhado de cada leilão promovido pelo governo:

Tabela 2.1 – Leilões entre 2004 e 2012 na qual a fonte eólica participou

| Leilão | Nº de Usinas | Preço médio inicial / final (R\$/MWh) | Deságio (%) | Potência Total / Garantida (MW) | FC Garantido (%) | Modalidade / Prazo de operação |
|---|--------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|------------------|--------------------------------|
| Chamada Pública PROINFA (2004) | 54 | / 314,37 | | 1422,92 / 467,126 | 32,83% | PROINFA / |
| 2º Leilão de Energia de Reserva (dez/09) | 71 | 189 / 148,40 | 21,48 | 1805,7 / 783,1 | 43,37% | Reserva / Jul-10 |
| 2º Leilão de Fontes Alternativas (ago/10) | 50 | 167 / 134,13 | 19,68 | 1519,6 / 658,5 | 43,33% | A-3 / Jan-13 |
| 3º Leilão de Energia de Reserva (ago/10) | 20 | 167 / 122,69 | 26,53 | 528,2 / 266,8 | 50,51% | Reserva / Jan-13 |
| 12º Leilão de Energia Nova (ago/11) | 44 | 139 / 99,48 | 28,43 | 1067,6 / 484,2 | 45,35% | A-3 / Set-13 |
| 4º Leilão de Energia de Reserva (ago/11) | 34 | 146 / 99,54 | 31,82 | 861,1 / 428,8 | 49,80% | Reserva / Jul-13 |
| 13º Leilão de Energia Nova (dez/11) | 39 | 112 / 105,23 | 6,05 | 976,5 / 478,5 | 49,00% | A-5 / Jan-16 |
| 15º Leilão de Energia Nova (dez/12) | 10 | 112 / 87,94 | 21,48 | 281,9 / 152,2 | 53,99% | A-5 / 2017 |
| Total Leilões | 268 | / 120,49 | - | 7040,60 / 3252,1 | 46,20% | - |
| Total | 322 | / 144,84 | - | 8463,52 / 3719,226 | 43,94% | - |

Fonte: Elaboração Própria. Dados da CCEE (2013b).

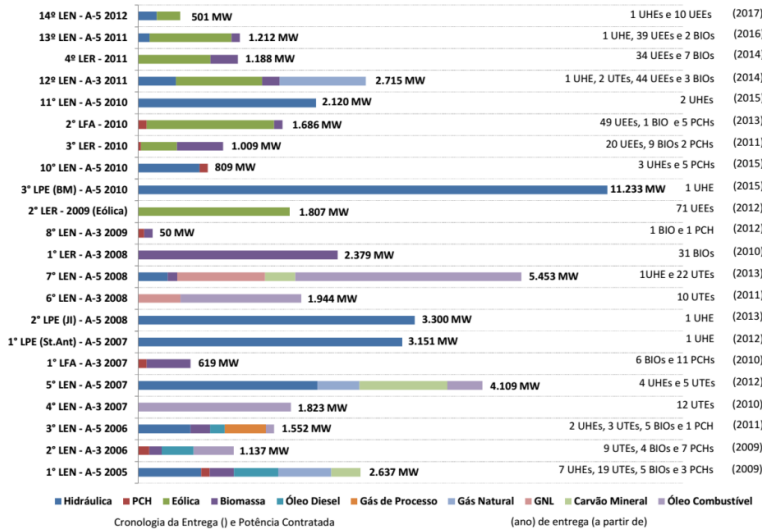
*O preço da tarifa em MWh do PROINFA foi atualizado para o valor médio pago em dezembro de 2012, retirado do Plano Anual do PROINFA 2013.

Desta maneira, considerando todos os leilões de energia promovidos pela EPE até o final de 2012, foram realizados vinte e dois, com um total de 52.434 MW de projetos outorgados em 483 novas usinas: 25 UHEs, 35 PCHs, 82 UTEs, 74 UTBs e 267 EOLs (ONS, 2013).

O gráfico apresentado na Figura 2.21, a seguir, retirado do Plano de Operação Energética 2013/2017 do ONS, apresenta a cronologia dos empreendimentos vencedores nos leilões de energia. Percebe-se a

predominância com um grande volume de usinas eólicas contratadas a partir de 2009.

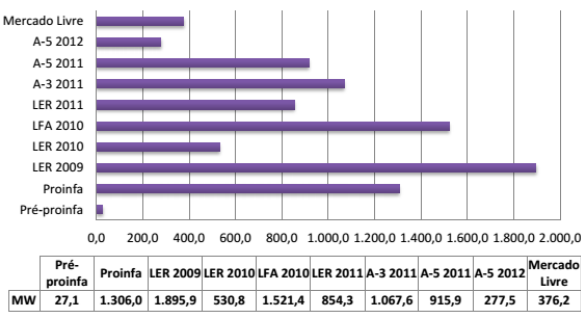
Figura 2.21 – Cronologia dos Leilões até 2012



Fonte: PEN 2013, ONS (2013).

Para resumir tal resultado, a Figura 2.22, a seguir, extraído do boletim mensal de dados do setor eólico – Julho/2013 (ABEEÓLICA, 2013), mostra a evolução por evento, da potência (em MW) de todas as EOLs que estão em operação, construção ou contratadas para operar para os próximos anos, incluindo as usinas comercializadas em mercado livre.

Figura 2.22 – Evolução, por evento, da potência das EOLs no Brasil

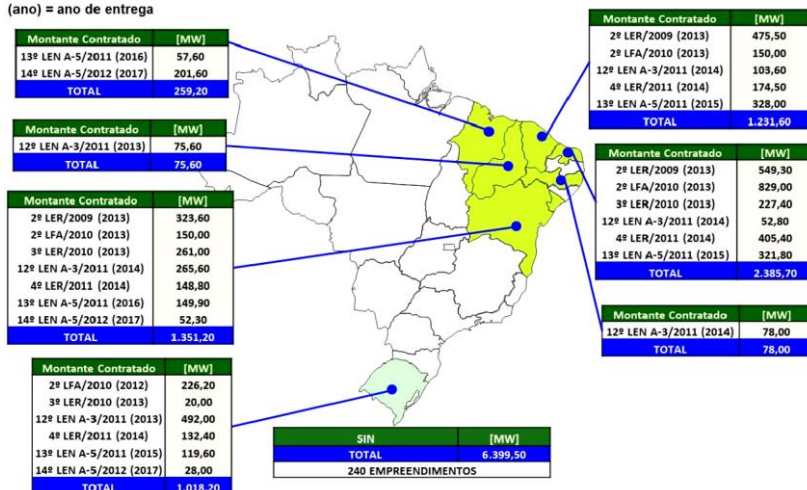


Fonte: ABEEÓLICA (2013).

A localização dos empreendimentos eólicos vencedores dos leilões tem sido exclusivamente no Rio Grande do Sul e na Região Nordeste do Brasil (com exceção aos estados da Paraíba e Alagoas). A Figura 2.23, extraída novamente do PEN 2013, ilustra o mapa do Brasil destacando os estados nos quais possuem empreendimentos eólicos vencedores nos leilões de energia eólica.

Figura 2.23 – Localização geográfica das EOLs vencedoras nos leilões de energia

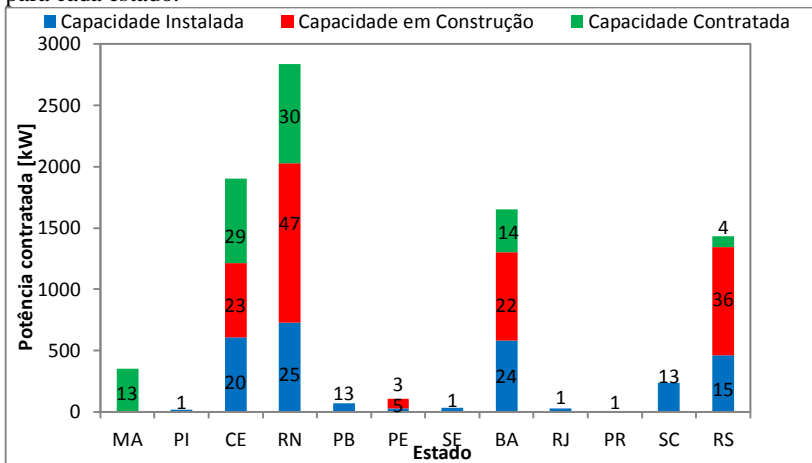
(ano) = ano de entrega



Fonte: PEN 2013, ONS (2013).

Finalmente, a Figura 2.24 ilustra em um gráfico a capacidade instalada, em construção e contratada de todas as EOLs por estado em Julho de 2013. O rótulo indicativo representa a quantidade de empreendimentos. Nota-se a predominância da região nordeste e sul de empreendimentos eólicos no país. Os quatro estados com maior capacidade instalada – RN, CE, BA e RS – permanecerão nas mesmas posições para os próximos anos. Santa Catarina, embora atualmente seja o estado com a quinta maior capacidade instalada no país, não possui nenhuma usina em construção ou contratada para operar para os próximos anos.

Figura 2.24 – Capacidade instalada, em construção e contratada [kW] das EOLs para cada estado do Brasil. O rótulo indicativo representa a quantidade de usinas para cada estado.



Fonte: Elaboração Própria. Dados da ANEEL (2013a) e ABEEÓLICA (2013).

2.3.3 Capacidade Instalada

A primeira turbina eólica no Brasil foi instalada no Arquipélago de Fernando de Noronha no ano de 1992 (ANEEL, 2008). Com 17 metros de diâmetro e 23 metros de altura, a turbina de 75 kW operou durante 20 anos. Entretanto, com um modesto crescimento, poucos aerogeradores foram instalados no país, contando com cerca de 21 MW até o final da década.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), publicado em 2001, estimou o potencial eólico do Brasil com 143 GW para geração elétrica, considerando somente ventos com velocidade acima de 7 m/s a 50 metros de altura. Esse estudo foi de grande importância, pois identificou um enorme potencial eólico distribuído em diversas regiões do país e ainda não explorado. Após esta publicação percebeu-se que a capacidade instalada em usinas eólicas, na época com 21 MW, era ínfima perante o elevado potencial eólico existente. Como os atuais aerogeradores possuem maiores alturas entre 80 a 120 metros, estima-se um potencial eólico ainda maior para essas alturas.

A instituição do PROINFA, em 2002, foi o marco inicial para o início da expansão eólica no país. Em 2005 eram apenas 10 usinas eólicas com um total de 29 MW de capacidade instalada. A partir de então, com

a construção das usinas eólicas do PROINFA, a capacidade instalada tem aumentado exponencialmente. Na metade de 2011, o país atingiu seu primeiro gigawatt de potência instalada. No final do ano de 2012, já com o incremento das usinas vencedoras dos leilões, a capacidade instalada era de 1820 MW em cerca de 1200 aerogeradores divididos em 82 usinas em operação, o que representou 1,5% de toda potência instalada nacional.

No fim de 2012, cerca 79 usinas eólicas estavam em construção, somando 2 GW de potência, o que na época representava 10% de todas as usinas de geração elétrica em construção no país. Assim, no atual estágio de crescimento do setor, a potência tem dobrado a cada dois anos, em média.

A maior parte das usinas eólicas outorgadas no país está localizada no litoral nordeste, interior da Bahia e sul do Brasil, como ilustrada na Figura 2.25, extraída do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL da ANEEL.

Figura 2.25 – Empreendimentos eólicos outorgados no Brasil no fim de 2012



Fonte: SIGEL, ANEEL (2013b).

Esse grande salto na potência instalada é resultado de uma combinação de diversos fatores de iniciativa pública e privada. Por parte do governo, os incentivos governamentais por meio da criação do PROINFA e dos leilões, aqueceram o setor e trouxeram competitividade entre os empreendedores. Além disso, o governo, por meio do BNDES, permitiu, com algumas condições, o credenciamento para financiamento de aerogeradores de fabricantes recém-instalados no país. Assim, as linhas de crédito como o FINAME e FINEM com pequenas taxas de juros, permitiram que muitos empreendedores pudessem viabilizar seus projetos. Outro fator que auxiliou a viabilização de muitos empreendimentos foi o Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008 que regulamenta a possibilidade de prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica por meio de instalação de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG. A responsabilidade de instalação e manutenção das ICGs foi atribuída às concessionárias. Assim, tal medida permitiu a diversos projetos uma considerável redução nos custos do empreendimento, sem a consideração dos custos de conexão.

Por parte da iniciativa privada, a redução do custo dos empreendimentos foi percebida com a chegada de diversas empresas estrangeiras do setor eólico no país. Motivadas pelos incentivos governamentais e pela crise financeira no exterior, diversos fabricantes de aerogeradores e equipamentos auxiliares instalaram suas fábricas no Brasil, estabelecendo uma nova cadeia produtiva nacional no setor eólico. Desta forma, os custos de produção foram reduzidos substancialmente. Ademais, com a fabricação no país dos aerogeradores mais modernos e eficientes, os projetos ficaram ainda mais rentáveis.

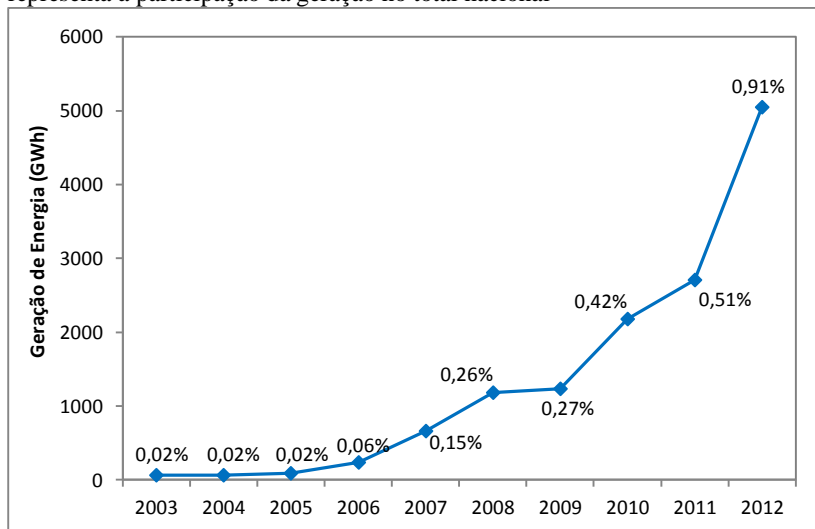
Outra justificativa se baseia no potencial eólico favorável do Brasil. Principalmente na região nordeste, o vento possui uma característica pouco comum em outros países, sendo intenso, constante, unidirecional e com turbulência e rajada de baixa intensidade. Essa característica justifica, em parte, o elevado fator de capacidade assegurado das usinas vencedoras nos últimos leilões, o que por consequência, tem reduzido a tarifa de energia dos projetos.

2.3.4 Geração Eólica Nacional

A geração eólica tem aumentado consideravelmente no Brasil a partir de 2005, ano em que diversas usinas eólicas do PROINFA iniciaram suas operações. A Figura 2.26 apresenta a evolução, de 2002 a 2012, da geração eólica no Brasil. O rótulo indicativo em cada ponto representa o

percentual com relação à geração total de eletricidade do mesmo ano. Nota-se o grande destaque da geração eólica a partir de 2006, ano em que diversos projetos eólicos provenientes do PROINFA iniciaram operação. Em 2012, a fonte eólica foi responsável por cerca de 1% da geração elétrica nacional.

Figura 2.26 – Evolução da Geração Eólica (GWh) no Brasil. O rótulo indicativo representa a participação da geração no total nacional

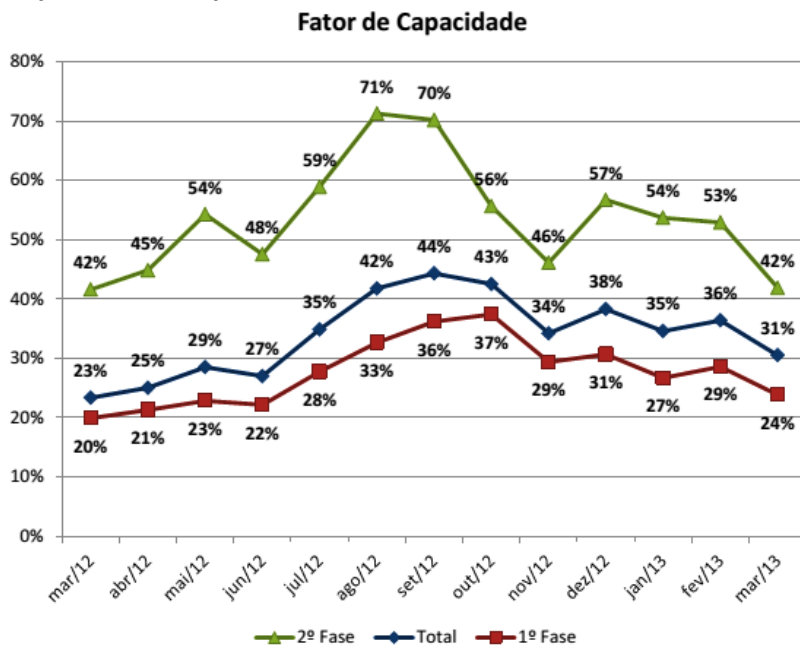


Fonte: Elaboração Própria. Dados da EPE (2013).

Entre 2005 a 2012, o crescimento médio anual da geração eólica foi de 76,9%. Neste mesmo período, o crescimento médio anual do consumo de energia elétrica foi de 4,6%. Assim, percebe-se a grande tendência de ampliação da participação da energia eólica no setor elétrico brasileiro.

A Figura 2.27 apresenta o fator de capacidade dos parques eólicos no Brasil entre Março de 2012 a Março de 2013, sendo a 1ª fase representada pelas usinas do pré-PROINFA E PROINFA, e 2ª fase representada pelas usinas dos leilões (ABEEÓLICA 2013). Percebe-se a elevada diferença entre as duas fases, na qual pode ser explicada pelo grande salto evolutivo na tecnologia dos aerogeradores nos últimos anos.

Figura 2.27 – Fator de capacidade [%] das usinas eólicas no Brasil, período de março de 2012 a março de 2013

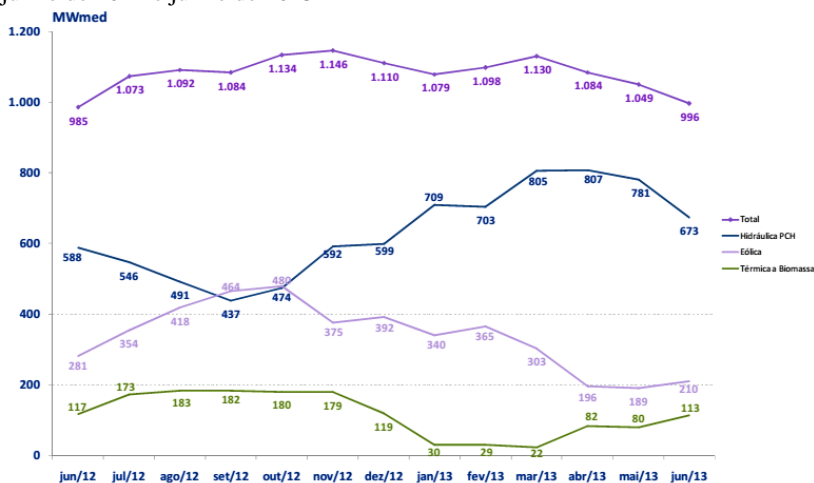


Fonte: ABEEÓLICA (2013).

Para algumas determinadas regiões, pode haver uma complementaridade da fonte eólica com a hidráulica. No nordeste brasileiro, por exemplo, tal característica é bastante evidente, pois nos meses de seca, em que a chuva é mais escassa e os reservatórios ficam mais baixos, o vento é mais intenso. Em contrapartida, nos meses com ventos de baixa intensidade há um maior volume de chuva, aumentando o nível dos reservatórios. Desta maneira, as fontes eólica e biomassa, estão mais disponíveis exatamente nas estações secas do SIN, desempenhando verdadeiros “reservatórios virtuais” (ONS 2013).

Para ilustrar tal fato, a Figura 2.28 apresenta um gráfico com a geração por fonte das usinas do PROINFA, indicando a complementaridade entre as fontes hidráulicas e eólicas. Nota-se que a intermitência oposta entre as duas fontes torna a geração total praticamente constante ao longo do ano (CCEE 2013a). Embora tem-se mostrado uma certa complementaridade entre tais fontes, para garantir a confiabilidade do sistema, o país deve sempre apresentar outras importantes fontes de energia, como termelétricas.

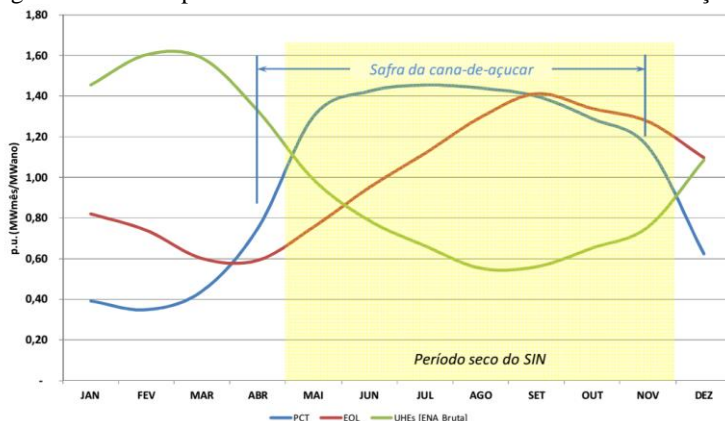
Figura 2.28 – Geração elétrica mensal das usinas eólicas do PROINFA entre junho de 2012 e junho de 2013



Fonte: CCEE (2013a).

Assim, a complementaridade das fontes renováveis com as fontes hidráulicas auxilia na regulação da energia elétrica, justificando a inserção de inúmeras novas EOLs e UTBs no país. Para a matriz elétrica brasileira, esse fator pode ser muito importante para a segurança operativa do SIN, já que a maior parte da energia elétrica provém de usinas hidrelétricas.

Figura 2.29 – Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração



Fonte: ONS (2013).

Desta maneira, percebe-se que a inserção e diversificação das energias renováveis ao SIN é de suma importância para a regulação energética nacional, como apresentando pelo ONS (2013):

A necessidade de atendimento a uma carga crescente, associada à redução gradativa da capacidade de armazenamento no SIN e à tendência de oferta hidroelétrica abundante apenas no período chuvoso (como, por exemplo, a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), obriga a complementação da geração hidroelétrica no período seco de cada ano, seja por usinas térmicas convencionais e/ou pelas fontes alternativas (eólicas/biomassa). Assim, o parque térmico e as fontes alternativas passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.²

Com um bom procedimento de previsão de geração eólica, as usinas eólicas podem permitir o armazenamento de água dos reservatórios de usinas hidrelétricas (ANEEL 2008).

2.3.5 Planejamento Energético Nacional e Perspectivas para o Futuro da Energia Eólica

A capacidade instalada do SIN deverá aumentar de 114.951 MW em 31/12/2012, para 146.574 MW em 31/12/2017 (ONS, 2013). Esse incremento de 31.623 MW representa uma taxa de 27,5% em 5 anos, ou seja, 5,0% ao ano. De acordo com a PEN 2013:

(...) a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 78% em dezembro de 2012 para 73% em dezembro de 2017.

A participação da fonte eólica, todavia, aumentará, nos próximos 5 anos, com um aumento de 381%, passando de 1.762 MW (1,5%) para 8.477 MW (5,8%), assim como a fonte biomassa, com um aumento de 19%, passando de 4.948 MW (4,3%) para 5.875 MW (4,0%). A fonte termoeleétrica praticamente manterá seu percentual

² ONS (2013). PEN 2013. p. 39 e 40.

de participação, evoluindo de 18.720 MW (16,3%) para 24.727 MW (16,9%) (...). Atente-se ao fato de que estas ofertas ainda deverão sofrer os acréscimos decorrentes do próximo LER, previsto para agosto do corrente ano.³

Nestas condições, o país terá uma taxa de crescimento médio anual em 30,7% para as EOLs. O quadro 2.3, extraído do PEN 2013, indica a evolução da potência instalada no SIN para as fontes de energia no país. Percebe-se um elevado crescimento de EOLs e UHEs fio d'água para os próximos anos. Grande parte da potência dessas UHEs será formada pelas usinas de Belo Monte e Teles Pires, com cerca de 13 GW de potência outorgada.

Quadro 2.3 – Acréscimo anual de potência instalada no SIN

| TIPO | | 2012 | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|-----------------------------|--------------|----------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| | | MW | % | MW | MW | MW | MW | MW | % |
| Hidráulicas | Reservatório | 42.778 | 37,2 | 43.323 | 43.323 | 43.323 | 43.458 | 43.458 | 29,6 |
| | Fio d'água | 28.743 | 25,0 | 29.614 | 34.277 | 38.570 | 41.665 | 45.900 | 31,3 |
| | Total | 71.521 | 62,2 | 72.937 | 77.600 | 81.893 | 85.123 | 89.358 | 60,9 |
| Térmicas | Nuclear | 1.990 | 1,7 | 1.990 | 1.990 | 1.990 | 1.990 | 3.395 | 2,3 |
| | GN | 9.104 | 7,9 | 11.220 | 12.002 | 12.002 | 12.002 | 12.002 | 8,2 |
| | GNL | 704 | 0,6 | 704 | 704 | 704 | 704 | 704 | 0,5 |
| | Carvão | 2.125 | 1,9 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 2,2 |
| | Óleo | 3.144 | 2,7 | 3.461 | 3.662 | 3.662 | 3.662 | 3.662 | 2,5 |
| | Diesel | 904 | 0,8 | 1.010 | 1.010 | 1.010 | 1.010 | 1.010 | 0,7 |
| | Outros (*) | 749 | 0,7 | 749 | 749 | 749 | 749 | 749 | 0,5 |
| | Total | 18.720 | 16,3 | 22.339 | 23.322 | 23.322 | 23.322 | 24.727 | 16,9 |
| PCHs | | 4.800 | 4,2 | 5.193 | 5.361 | 5.422 | 5.422 | 5.425 | 3,7 |
| Biomassa | | 4.948 | 4,3 | 5.701 | 5.785 | 5.825 | 5.875 | 5.875 | 4,0 |
| Eólicas | | 1.762 | 1,5 | 3.193 | 6.364 | 7.510 | 8.196 | 8.477 | 5,8 |
| Itaipu 60 Hz (Brasil) | | 7.000 | 6,1 | 7.000 | 7.000 | 7.000 | 7.000 | 7.000 | 4,8 |
| Capacidade Instalada | | 108.751 | 94,6 | 116.363 | 125.432 | 130.972 | 134.938 | 140.862 | 96,1 |
| Itaipu 50 Hz (Paraguai) | | 6.200 | 5,4 | 6.120 | 6.032 | 5.935 | 5.829 | 5.712 | 3,9 |
| Total disponível | | 114.951 | 100,0 | 122.483 | 131.464 | 136.907 | 140.767 | 146.574 | 100,0 |

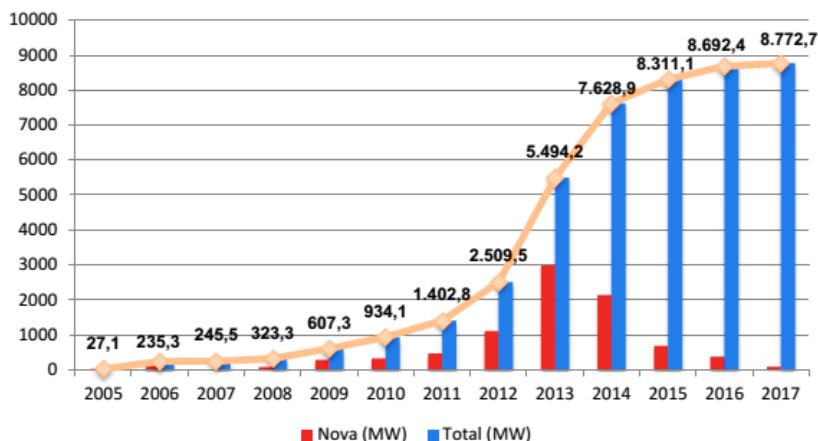
Fonte: ONS (2013).

*Cocal, PIE-RP, Crisframa, Sol e Do Atlântico.

A Figura 2.30 apresenta a capacidade instalada da fonte eólica do ano de 2001 a 2012. Para os anos de 2013 a 2017, os valores considerados foram com base nas contratações já realizadas nos leilões regulados e no mercado livre (ABEEÓLICA, 2013).

³ ONS (2013). PEN 2013. p. 30.

Figura 2.30 – Evolução e perspectiva anual da capacidade instalada da energia eólica no Brasil



Fonte: ABEEÓLICA (2013).

Em 2007, o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE (EPE, 2007) estimou para 2030 que o país terá uma capacidade instalada entre 9 a 13 GW de energia eólica.

Devido ao elevado crescimento do setor eólico a partir de 2009, novas perspectivas do governo estimam um novo cenário, ainda mais otimista para o setor em questão. Com base no Plano Decenal de Energia 2021 – PDE (EPE, 2012a) estima-se para 2021 que a contribuição da energia eólica alcance 8,7% da capacidade instalada de geração total do país, com 15.563 MW de potência em parques eólicos instalados no país. Assim, tal estimativa garantiria um crescimento médio anual para o setor eólico em 27,3%.

Ainda de acordo com o PDE 2021, a capacidade instalada e o consumo de energia elétrica nacional crescerão, respectivamente, 4,6% e 4,9% ao ano, em média. Boa parte desse crescimento será atribuído às fontes renováveis. O estudo indica que tais fontes serão priorizadas, com destaque à energia eólica, sendo vista como estratégica para a expansão da oferta de energia elétrica no país. Nestes 10 anos, as fontes renováveis terão um crescimento ainda maior, em uma taxa média de 5,1%, atingindo em 2021 uma participação em 45% na matriz energética brasileira.

Os quadros 2.4 e 2.5 seguintes apresentam a previsão do PDE 2021 para as fontes de energia elétrica no país. Percebe-se que as estimativas apontam que a energia eólica terá um papel fundamental para o futuro da matriz elétrica nacional, tornando-se já em 2019 a segunda fonte com

maior participação na matriz elétrica do país. Espera-se também para o setor eólico um elevado crescimento na geração distribuída, com turbinas eólicas de médio e pequeno porte conectadas diretamente à rede elétrica ou em aplicações diretas como em bombeamento e iluminação pública.

Quadro 2.4 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)

| FONTE | 2011 ^(d) | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------|---------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| RENOVÁVEIS | 97.317 | 101.057 | 107.230 | 111.118 | 116.553 | 122.616 | 128.214 | 134.151 | 139.172 | 144.889 | 152.952 |
| HIDRO ^(a) | 77.329 | 78.959 | 81.517 | 83.184 | 87.576 | 92.352 | 97.337 | 101.223 | 103.476 | 106.499 | 111.723 |
| IMPORTAÇÃO ^(b) | 6.275 | 6.200 | 6.120 | 6.032 | 5.935 | 5.829 | 5.712 | 5.583 | 5.441 | 5.285 | 5.114 |
| PCH | 4.560 | 5.009 | 5.221 | 5.247 | 5.388 | 5.448 | 5.578 | 5.858 | 6.168 | 6.688 | 7.098 |
| BIOMASSA | 7.750 | 8.908 | 9.164 | 9.504 | 9.554 | 9.604 | 9.704 | 10.454 | 11.404 | 12.304 | 13.454 |
| EÓLICA | 1.403 | 1.981 | 5.208 | 7.151 | 8.100 | 9.383 | 9.883 | 11.033 | 12.683 | 14.113 | 15.563 |
| NÃO RENOVÁVEIS | 19.181 | 20.766 | 23.395 | 27.351 | 27.351 | 28.756 | 28.756 | 28.756 | 28.756 | 28.756 | 29.456 |
| URÂNIO | 2.007 | 2.007 | 2.007 | 2.007 | 2.007 | 3.412 | 3.412 | 3.412 | 3.412 | 3.412 | 3.412 |
| GÁS NATURAL | 10.209 | 10.350 | 11.362 | 12.055 | 12.055 | 12.055 | 12.402 | 12.402 | 12.402 | 12.402 | 13.102 |
| CARVÃO | 1.765 | 2.845 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 | 3.205 |
| ÓLEO COMBUSTÍVEL | 3.316 | 3.482 | 4.739 | 8.002 | 8.002 | 8.002 | 8.002 | 8.002 | 8.002 | 8.002 | 8.002 |
| ÓLEO DIESEL | 1.197 | 1.395 | 1.395 | 1.395 | 1.395 | 1.395 | 1.048 | 1.048 | 1.048 | 1.048 | 1.048 |
| GÁS DE PROCESSO | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 | 687 |
| TOTAL^(c) | 116.498 | 121.823 | 130.625 | 138.469 | 143.904 | 151.372 | 156.970 | 162.907 | 167.928 | 173.645 | 182.408 |

Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW).

(b) Estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai.

(c) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

(d) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2011, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados. Fonte: ONS.

Fonte: EPE (2012).

Quadro 2.5 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (%)

| FONTE | 2011 ^(d) | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| RENOVÁVEIS | 83,5% | 83,0% | 82,1% | 80,2% | 81,0% | 81,0% | 81,7% | 82,3% | 82,9% | 83,4% | 83,9% |
| HIDRO ^(a) | 66,4% | 64,8% | 62,4% | 60,1% | 60,9% | 61,0% | 62,0% | 62,1% | 61,6% | 61,3% | 61,2% |
| IMPORTAÇÃO ^(b) | 5,4% | 5,1% | 4,7% | 4,4% | 4,1% | 3,9% | 3,6% | 3,4% | 3,2% | 3,0% | 2,8% |
| PCH | 3,9% | 4,1% | 4,0% | 3,8% | 3,7% | 3,6% | 3,6% | 3,6% | 3,7% | 3,9% | 3,9% |
| BIOMASSA | 6,7% | 7,3% | 7,0% | 6,9% | 6,6% | 6,3% | 6,2% | 6,4% | 6,8% | 7,1% | 7,4% |
| EÓLICA | 1,2% | 1,6% | 4,0% | 5,2% | 5,6% | 6,2% | 6,3% | 6,8% | 7,6% | 8,1% | 8,5% |
| NÃO RENOVÁVEIS | 16,5% | 17,0% | 17,9% | 19,8% | 19,0% | 19,0% | 18,3% | 17,7% | 17,1% | 16,6% | 16,1% |
| URÂNIO | 1,7% | 1,6% | 1,5% | 1,4% | 1,4% | 2,3% | 2,2% | 2,1% | 2,0% | 2,0% | 1,9% |
| GÁS NATURAL | 8,8% | 8,5% | 8,7% | 8,7% | 8,4% | 8,0% | 7,9% | 7,6% | 7,4% | 7,1% | 7,2% |
| CARVÃO | 1,5% | 2,3% | 2,5% | 2,3% | 2,2% | 2,1% | 2,0% | 2,0% | 1,9% | 1,8% | 1,8% |
| ÓLEO COMBUSTÍVEL | 2,8% | 2,9% | 3,6% | 5,8% | 5,6% | 5,3% | 5,1% | 4,9% | 4,8% | 4,6% | 4,4% |
| ÓLEO DIESEL | 1,0% | 1,1% | 1,1% | 1,0% | 1,0% | 0,9% | 0,7% | 0,6% | 0,6% | 0,6% | 0,6% |
| GÁS DE PROCESSO | 0,6% | 0,6% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,4% | 0,4% | 0,4% | 0,4% | 0,4% |
| TOTAL^(c) | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

Fonte: EPE (2012).

Para o GWEC/GREENPEACE (2013b), em 2050 o Brasil possuirá 66,5% da oferta total de energia proveniente de energias renováveis. No âmbito elétrico, as renováveis contribuirão com 92%. As principais fontes responsáveis por esse aumento serão principalmente as eólicas, PCHs, biomassa, solar fotovoltaica e heliotérmica.

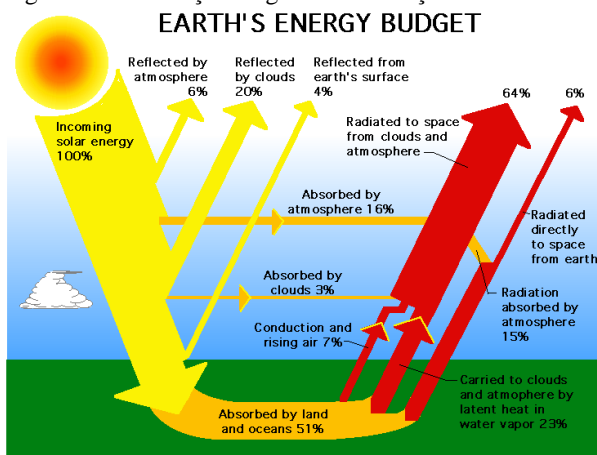
3. FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA

3.1 CARACTERÍSTICAS DO VENTO

3.1.1 Formação dos Ventos

Todas as fontes de energias renováveis dependem exclusivamente ou parcialmente do sol para suas existências. O sol irradia energia à terra com um potência de $1,74 \times 10^{17}$ W, sendo que cerca de 51% deste valor é absorvido pela superfície da terra, 19% é absorvido pela atmosfera e nuvens, e o restante é refletido pela atmosfera, nuvens e superfície da terra (NASA, 2013).

Figura 3.1 – Balanço energético da radiação solar na Terra



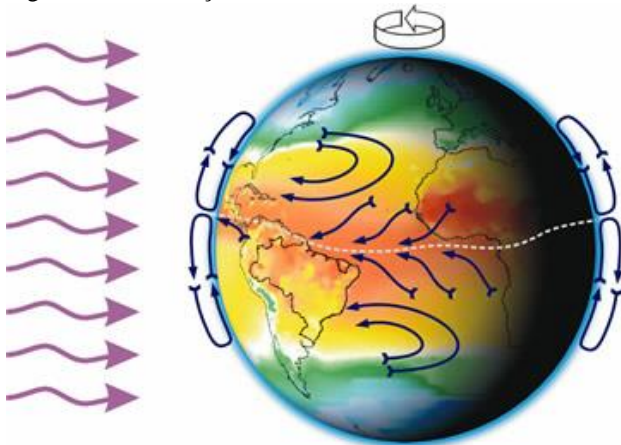
Fonte: NASA (2013).

A energia eólica é uma abundante fonte de energia renovável da natureza, pois representa cerca de 1 a 2% de toda quantidade de energia solar absorvida pela Terra. De acordo com Jacobson e Archer (2012), o ponto de saturação global, na qual representa o valor máximo que se pode utilizar da energia eólica, é estimado em cerca de 250 TW a 100 metros de altura. Apesar de o potencial eólico ser muito menor devido a diversas limitações econômicas, tecnológicas e socioambientais, segundo os autores, a energia eólica pode facilmente atingir metade da capacidade de geração mundial esperada para 2030, de 5,75 TW.

O vento é o resultado do movimento das massas de ar causado pelas diferenças de pressão, de maneira que tentam equilibrar-se. A

circulação geral da atmosfera é causada por dois importantes fatores: o irregular aquecimento do sol sobre a terra entre a linha do equador e os polos, e o movimento de rotação da Terra. O aquecimento desigual pela radiação solar na superfície do planeta resulta em um sistema global de convecção, na qual o ar quente do equador eleva-se a grandes altitudes e move-se às zonas polares. O ar frio proveniente das zonas polares faz o papel inverso, movendo-se em direção ao equador abaixo do ar quente. O segundo fator da formação dos ventos é causado pelo movimento de rotação da Terra, explicado pelo efeito da força Coriolis, na qual desvia a trajetória do vento frio da superfície à oeste, ou seja, à direita no hemisfério norte e à esquerda no hemisfério sul. No caso do ar quente, que se move na atmosfera superior, sua inércia tende a desviá-lo ao leste.

Figura 3.2 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar



Fonte: AMARANTE et al. (2001).

As variações sazonais da velocidade e direção do vento se devem ao fato de que a Terra possui seu eixo de rotação inclinado com relação ao plano na qual se move em torno do Sol.

Dos diversos ventos que circulam no globo, este trabalho realizou um estudo de caso em dois locais caracterizados pelos ventos alísios.

3.1.1.1 Ventos Alísios

Os ventos alísios são ventos originados pelo deslocamento das massas de ar frio de zonas de alta pressão, proveniente dos trópicos, a cerca de 30° de latitude, para as zonas de baixa pressão (chamada de Zona

de Convergência Intertropical – ZCIT), localizadas no equador (ver Figura 3.2). Os ventos alísios sopram de sudeste no hemisfério sul e de nordeste no hemisfério norte. Em geral, são ventos úmidos que, ao convergirem na ZCIT e ascenderem ao nível superior, resfriam-se trazendo precipitações. Ao perder umidade, retornam secos às zonas tropicais como contra-alísios.

3.1.2 Potência do Vento

A energia eólica é a energia cinética do ar em movimento. A potência disponível do vento P_V para uma massa de ar \dot{m} em movimento pode ser obtida por meio da seguinte expressão:

$$P_V = \frac{\dot{m}V^2}{2} \quad [3.1]$$

onde V é a velocidade do vento.

Por sua vez, a vazão mássica na qual o vento incide perpendicular a uma superfície de área A pode ser calculada pela equação:

$$\dot{m} = \rho AV \quad [3.2]$$

na qual ρ é a massa específica do ar.

A massa específica do ar depende das condições climáticas da temperatura, umidade e pressão. De acordo com a equação de estado para gases perfeitos:

$$\rho = \frac{p}{R_a \cdot T} \quad [3.3]$$

em que p é a pressão atmosférica, R_a a constante do ar úmido, e T a temperatura. A constante do ar úmido depende da constante do ar seco e da umidade relativa do ar.

Substituindo a equação 3.2 na equação 3.1, tem-se a seguinte expressão:

$$P_V = \frac{\rho AV^3}{2} \quad [3.4]$$

E para uma área circular de diâmetro D :

$$P_V = \frac{\pi}{8} \rho D^2 V^3 \quad [3.5]$$

Retornando a equação 3.4 e dividindo a expressão pela área A , obtém-se a densidade de potência, índice que quantifica a potência do vento disponível por unidade de área:

$$\frac{P_V}{A} = \frac{\rho V^3}{2} \quad [3.6]$$

Nota-se, portanto, a elevada influência da velocidade do vento na energia eólica.

3.1.3 Característica Estocástica do Vento

O vento é uma variável estocástica com uma alta variabilidade espacial e temporal. Assim, para caracterizar seu comportamento, deve-se realizar análises estatísticas de suas medições.

3.1.3.1 Distribuição de Weibull

Criada por Waloddi Weibull, a Distribuição de Weibull é uma função contínua de densidade de probabilidade (MONTGOMERY, 2003). Muito usada em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativa de falhas, a função de Weibull se mostra bem aderente à distribuição real da velocidade do vento. No setor eólico, seu uso é bem aceito para representar as características do vento de uma dada região e estimar a geração de uma EOL. É calculada pela seguinte fórmula:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad [3.7]$$

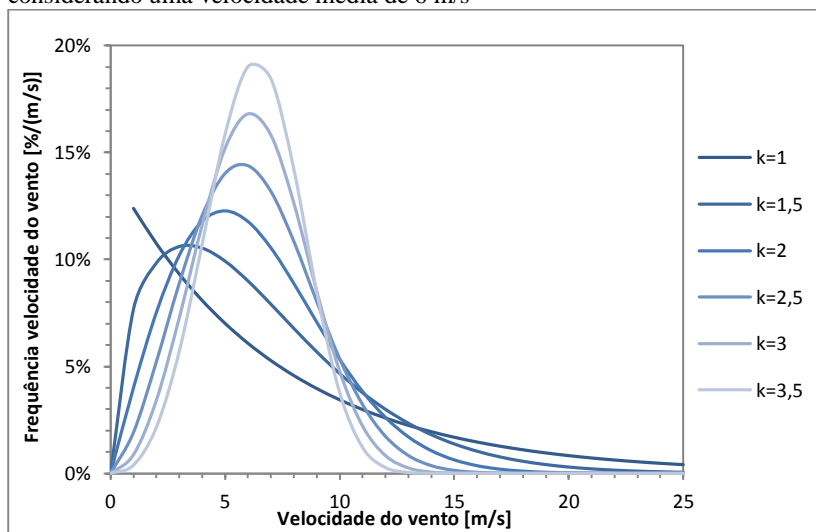
onde k e c são os parâmetros de Weibull e representam o fator de forma (adimensional) e o fator de escala (em m/s), respectivamente.

A função densidade de probabilidade $f(V)$ representa a taxa de probabilidade instantânea (em % por m/s), na qual consiste na frequência por unidade de velocidade, de maneira que:

$$1 = \int_0^{+\infty} f(V) dV \quad [3.8]$$

O fator de escala, que está relacionada à velocidade média, representa 63,21% da frequência acumulada vento. O fator de forma indica a variabilidade do vento e está relacionado ao desvio padrão. Quanto maior seu valor, mais estreita a curva em torno da média. Assim, o fator de forma representa a regularidade da velocidade do vento em relação à sua média. A título de exemplo, a Figura 3.3 ilustra a variação da distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma, considerando uma velocidade média de 6 m/s.

Figura 3.3— Distribuição de Weibull para diferentes valores do fator de forma (k), considerando uma velocidade média de 6 m/s



Fonte: Elaboração Própria.

Assim, a função acumulativa da distribuição de Weibull é calculada da seguinte maneira:

$$F(V) = \int_{V=0}^V f(V) V dV = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad [3.9]$$

Existem diversos métodos para se obter os parâmetros de Weibull, como o método inverso utilizando a função gama ou o método dos mínimos quadrados.

O uso desta função no âmbito da energia eólica é realizado em diversas situações como para estimar a produção de energia de um parque

eólico (MANWELL et al., 2002). O programa Wind Atlas Analysis and Application Program – WAsP, por exemplo, utiliza esta função como base de seus cálculos.

3.1.3.2 Turbulência, Rajadas e Vento Extremo

A turbulência é uma característica do vento que consiste nas flutuações rápidas e desordenadas da velocidade do vento em pequenos intervalos de tempo, resultando em flutuações em torno da velocidade média do vento. Essas variações são de ordem temporal e espacial. A intensidade de turbulência I_T é calculada por meio da seguinte equação (BURTON et al., 2001):

$$I_T = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad [3.10]$$

onde σ e \bar{V} representam, respectivamente, o desvio padrão da velocidade do vento e a velocidade média do vento, geralmente ambos definidos em intervalos de 10 min ou 1 h (BURTON et al., 2001).

Além da turbulência, outros fatores são importantes para a caracterização de um sítio eólico como rajadas e velocidades extremas. Os valores de turbulência, rajada e velocidade extrema são de grande importância no dimensionamento correto de um aerogerador. A seção 3.2.2 apresenta com maiores detalhes como são exigidos esses parâmetros no dimensionamento.

3.2 PRINCÍPIOS DA CONVERSÃO DA ENERGIA EÓLICA

3.2.1 O Limite de Betz

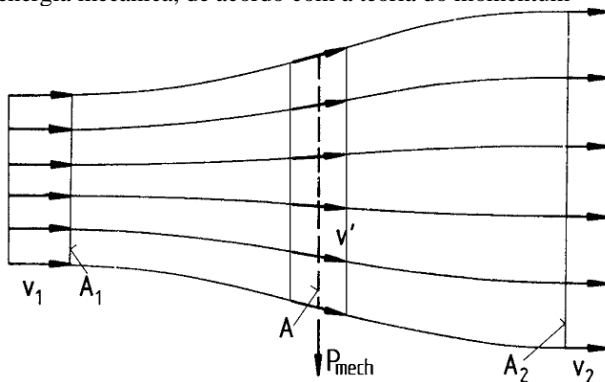
O limite de Betz foi formulado pelo físico alemão Albert Betz, diretor do Instituto de Aerodinâmica Göttingen. Em sua publicação, Betz comprova, por meio de leis físicas, que a capacidade de extrair a energia cinética de um fluxo de ar atravessando uma seção transversal é limitada em uma proporção fixa de sua energia mecânica total (HAU, 2009).

Para mostrar sua formulação, deve-se utilizar a teoria do momentum axial ou teoria do disco atuador, concebida no final do século XIX por Rankine, Greenhill e Froude.

De acordo com a teoria do momentum, uma vazão de ar inicial \dot{m} com uma velocidade V_I em uma seção transversal A_I , ao passar por um rotor de seção transversal A com uma velocidade V , sua velocidade altera-

se para V_2 em uma área A_2 , conforme Figura 3.4 (Hütter, 1942 apud HAU, 2009):

Figura 3.4 – Condições de um devido escoamento de ar livre para extração de sua energia mecânica, de acordo com a teoria do momentum



Fonte: HAU (2009).

A potência extraída em uma seção transversal de área A é calculada como a variação de potência da área A_1 para a área A_2 , como indicado na equação seguinte:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 V_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 V_2^3 = \frac{1}{2} \rho (A_1 V_1^3 - A_2 V_2^3) \quad [3.11]$$

Como a vazão em todas as seções é a mesma:

$$\rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2 = \rho A V' = \dot{m} \quad [3.12]$$

Inserindo a equação 3.12 na 3.11, tem-se:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1^2 - V_2^2) \quad [3.13]$$

Matematicamente, esta equação mostra que o máximo possível da potência a ser extraída seria se $V_2 = 0$. Para que isto, a área na seção A_2 deveria tender ao infinito, o que fisicamente seria impossível. Por outro lado, se V_2 de fato fosse nula para uma área de seção finita, a velocidade na entrada também deveria ser nula, implicando em uma hipotética

ausência de fluxo. Desta forma, esperar-se uma proporção $\frac{V_2}{V_1}$ para que a potência extraída seja máxima.

Aplicando a conservação do momentum, ou seja, a segunda lei de Newton aplicada para fluídos, a força na qual o vento exerce sobre o aerogerador é calculado da seguinte maneira:

$$F = \dot{m}(V_1 - V_2) \quad [3.14]$$

Assim, a potência do vento sobre o aerogerador pode ser calculada da seguinte maneira:

$$P = FV' = \dot{m}(V_1 - V_2)V' \quad [3.15]$$

Igualando a expressão [3.13] com a [3.15]:

$$\frac{1}{2} \dot{m}(V_1^2 - V_2^2) = \dot{m}(V_1 - V_2)V' \quad [3.16]$$

Simplificando:

$$V' = \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad [3.17]$$

Percebe-se assim que a intensidade da velocidade no aerogerador é a média aritmética das velocidades de entrada e saída. Desta maneira, utilizando esse resultado na equação [3.12], a vazão mássica pode ser calculada da seguinte forma:

$$\dot{m} = \rho A V' = \rho A \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad [3.18]$$

Assim, a potência do aerogerador pode ser expressa como:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2)(V_1 + V_2) \quad [3.19]$$

O coeficiente de potência C_p é definido como a relação entre a potência extraída pela máquina P e a potência do vento P_v . Substituindo a equação [3.19] e [3.4], tem-se:

$$C_p = \frac{P}{P_V} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2) (V_1 - V_2)}{\frac{1}{2} \rho A V_1^3} = \frac{1}{2} \frac{(V_1^2 - V_2^2) \left(1 - \frac{V_2}{V_1}\right)}{\frac{1}{2} V_1^2} \quad [3.20]$$

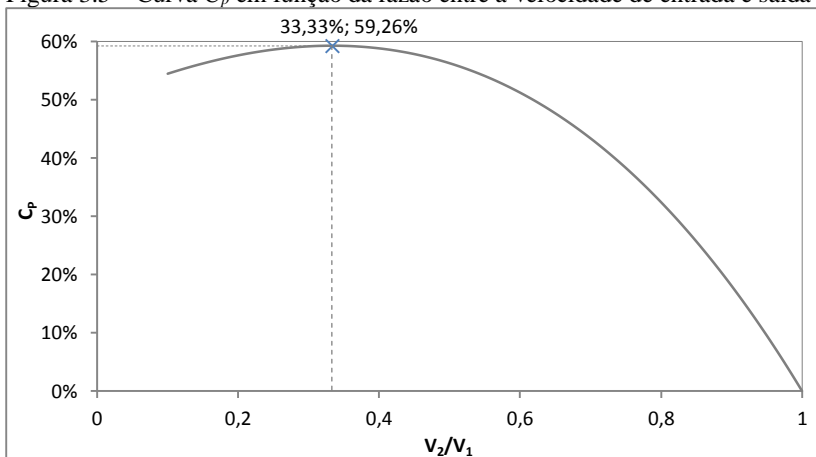
Simplificando e organizando a expressão, tem-se:

$$C_p = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right| \left| 1 + \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right| \quad [3.21]$$

Assim, percebe-se que o coeficiente de potência depende apenas da proporção entre a velocidade de entrada e saída em um aerogerador.

A Figura 3.5 apresenta a curva de C_p em função da razão entre a velocidade de entrada e saída.

Figura 3.5 – Curva C_p em função da razão entre a velocidade de entrada e saída



Fonte: Elaboração Própria.

O valor máximo, como mostrado no gráfico anterior, representa o limite de Betz, ou seja, a quantidade máxima de energia que uma máquina eólica consegue extrair da energia total do vento. Tal limite acontece quando a velocidade a jusante representar 1/3 do valor da velocidade a montante. Nesta condições, o aerogerador consegue absorver a maior quantidade de energia cinética do vento, que representa 2/3 de sua magnitude.

$$C_{p_{M\acute{A}X}} = C_p \left(\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3} \right) = \frac{16}{27} \approx 59,26\% \quad [3.22]$$

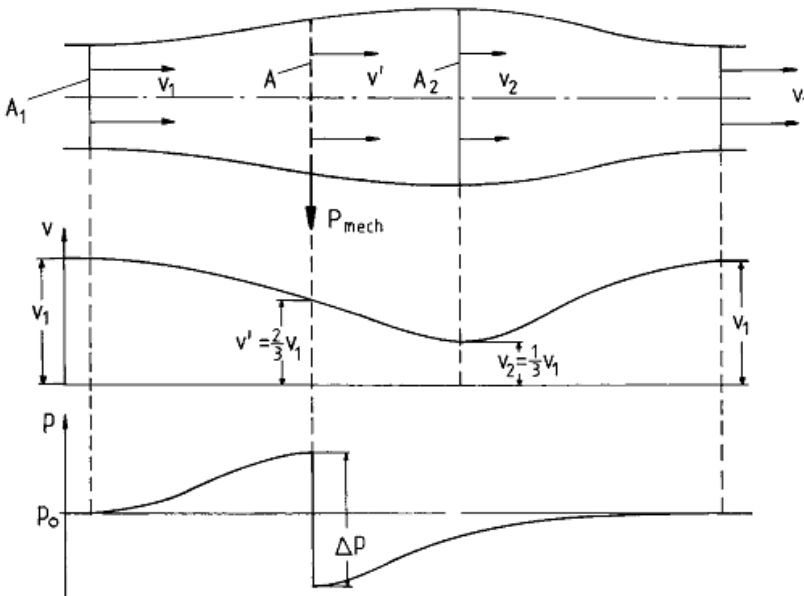
O Limite de Betz, que corresponde a 59,3%, representa a parcela máxima de potência extraída por uma turbina ideal do total de potência disponível do vento. Assim, a potência máxima do vento disponível em um aerogerador com rotor de diâmetro D pode ser calculada da seguinte maneira:

$$P_{Betz} \approx 0,2337 \rho D^2 V^3 \quad [3.23]$$

A expressiva sensibilidade da potência do vento com a velocidade e a área explica a razão da tendência dos aerogeradores em aumentar o tamanho das pás (maior área) e a altura do eixo do rotor (maior velocidade).

A Figura 3.6, a seguir, extraído de HAU (2009), mostra o comportamento da velocidade e pressão ao longo do fluxo:

Figura 3.6 – Comportamento da velocidade e pressão para um fluxo em uma seção circular com a máxima possível extração de potência



Fonte: HAU (2009).

3.2.2 Aeroeradores

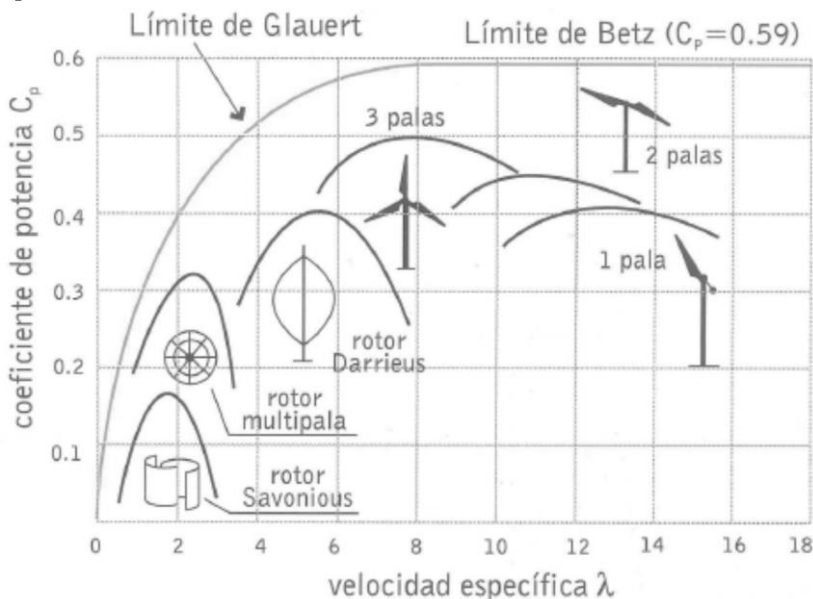
Aeroeradores são turbinas eólicas que fazem a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. O vento provoca um movimento giratório no rotor que está acoplado a um gerador. São classificados de acordo com a direção do eixo do rotor, como apresentados na seção seguinte.

De acordo com o eixo do rotor, as turbinas eólicas são basicamente divididos em dois grandes grupos: eixo vertical (*Vertical Axis Wind Turbine* – VAWT) e eixo horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine* – HAWT).

As turbinas eólicas de eixo vertical podem ser encontradas no tipo Savonius ou Darrieus. No caso de eixo horizontal, os aeroeradores podem apresentar uma, duas, três ou múltiplas pás.

Na Figura 3.7, ilustra-se um gráfico com o coeficiente de potência para os diversos tipos de turbinas eólicas existentes. A velocidade específica λ representa a relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade de incidência do vento no aeroerador.

Figura 3.7 – Curva C_p em função do da velocidade específica λ para diferentes tipos de turbinas eólicas



Fonte: AMENEDO et al. (2003).

A figura 3.7 evidencia a melhor eficiência para os aerogeradores de grande porte de eixo horizontal de três pás, apresentando uma boa faixa de aplicação. Estes aerogeradores apresentam boa eficiência, pois são desenhados para aproveitar o máximo da energia do vento, principalmente devido ao projeto das pás do rotor, que permite o predomínio de forças de sustentação ao longo do perfil das pás. Nota-se o baixo coeficiente de potência para as máquinas com desenhos mais antigos (AMENEDO et al., 2003). A baixa eficiência nesses rotores é explicada pela predominância de forças de arrasto sobre as forças de sustentação, que serão explicadas posteriormente.

Em geral, o conceito tecnológico que viabilizou o desenvolvimento da indústria eólica foi o de aerogeradores com rotor de eixo horizontal de três pás. Este tipo de aerogerador é o mais comum atualmente, sobre o qual tem uma grande base de conhecimento e tecnologias desenvolvidas no setor.

A imagem seguinte, Figura 3.8, apresenta uma imagem de um aerogerador típico de 3 pás de eixo horizontal em operação. O aerogerador em questão, possui 800 kW de potência nominal, 48 metros de diâmetro e 75 metros de altura do eixo do rotor.

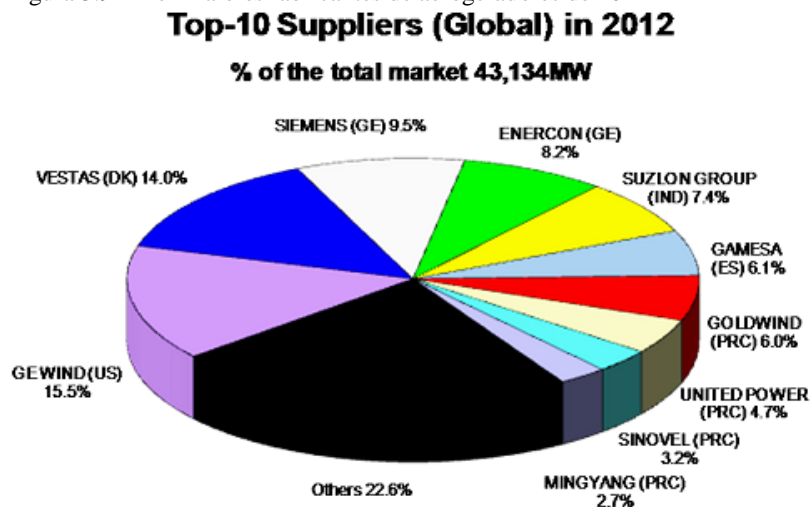
Figura 3.8 – Aerogerador (WOBBEN modelo E-48) em operação na UEBB.



Fonte: Autor (2010).

Hoje, são encontradas fábricas de aerogeradores em diversos países. O gráfico da Figura 3.9, a seguir, extraído da BTM (2013), apresenta a lista dos maiores fabricantes de aerogeradores do mundo, em 2012, de acordo com a potência instalada naquele ano. Embora a empresa americana GE tenha sido a maior fabricante do ano, percebe-se a predominância de empresas europeias (Vestas, Siemens, Enercon e Gamesa) e chinesas (Goldwind, United Power, Sinovel e Ming Yang) na fatia total.

Figura 3.9 – Dez maiores fabricantes de aerogeradores de 2012



Fonte: BTM (2013).

Até 2007, o Brasil tinha apenas uma empresa fabricante de aerogeradores, a Wobben Wind Power, subsidiária da alemã Enercon (CGEE, 2012). Atualmente, existem diversos fabricantes de aerogeradores com indústrias instaladas no Brasil como Wobben/Enercon (alemã), Suzlon (indiana), Alstom (francesa), Gamesa (espanhola), GE (americana), Siemens (alemã), Vestas (dinamarquesa), Impsa (argentina) e WEG (brasileira). Embora desatualizado para novembro de 2012, o Quadro 3.1, extraído do Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE, apresenta os principais fabricantes de aerogeradores da indústria nacional.

Quadro 3.1 – Fabricantes de Aeroeradores no Brasil em Novembro de 2012

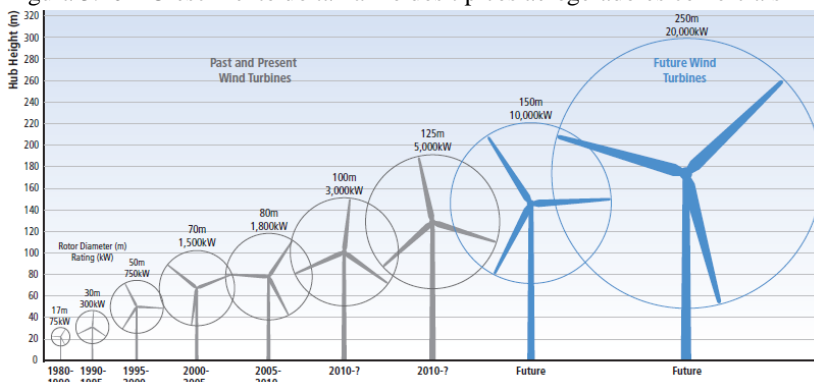
| Fabricante | Modelos utilizados no Brasil | Potência (MW) | Capacidade anual de produção (MW) | Operação | UF | Observações |
|------------------|-------------------------------|---------------|-----------------------------------|-------------|------------|--|
| IMPSA | IWP-100 | 2 | 1.000 | em operação | PE | |
| Wobben / Enercon | E-40, E-44, E-48, E-70 e E-82 | 0,5 a 3 | 500 | em operação | SP, CE, RN | |
| GE | 1,6 MW | 1,6 | 500 | em operação | SP | Previsão de fornecimento de 700 turbinas eólicas nas linhas 1,5 e 1,6 MW |
| Gamesa | G-87, G-90, G-97 | 4,5 | 400 | em operação | BA | Previsão de que no 1º semestre de 2013, 330 MW divididos em 11 parques estejam sob operação da Gamesa |
| WEG/MTOI | TWT – 1,65 e TWT – 2,5 | 1,65 | 100 | em operação | SC | |
| Suzlon | S95 e S97 | 2,1 | 500-600 | 2012 | RS | 182 turbinas instaladas, somando 380 MW, mais 350 MW em projetos já contratados e ainda 300 MW em negociação |
| Alstom | ECO – 100 | 3 | 300 | em operação | BA | Antes do início de suas operações de fabricação no Brasil, a Alstom já fechou dois contratos para parques eólicos. |
| Fuhrlander | FL 2500 | 2,5 | 200-300 | 2013 | CE | 34 turbinas de 2,5 MW instaladas e negociação de 500 MW. |
| Vestas | V90 e V100 2,0 e 3,0 MW | 3 | 800 | Jul/2012 | NE | Suas turbinas somam mais de 200 MW instalados. |
| Siemens | SWT-2.3-108 | 6 | n/d | Em estudo | NE | Foram assinados contratos para instalação de 136 aeroeradores em 12 parques eólicos. |

Fonte: CGEE (2012).

Os atuais aeroeradores diferenciam-se de acordo com suas dimensões. Nota-se, em geral, que os aeroeradores disponíveis no Brasil para comercialização apresentam dimensões variáveis, com diâmetros entre 40 e 120 metros e potência nominal entre 500 e 3.000 kW.

Ao longo das últimas décadas, a tecnologia dos aeroeradores tem evoluído substancialmente com aumento na potência nominal, diâmetro de rotor e altura de eixo do cubo. Tais incrementos permitiram um significativo aumento na geração e na eficiência da conversão da energia eólica em eletricidade. A Figura 3.10 apresenta essa evolução tecnológica de 1980 a 2010, e as perspectivas futuras.

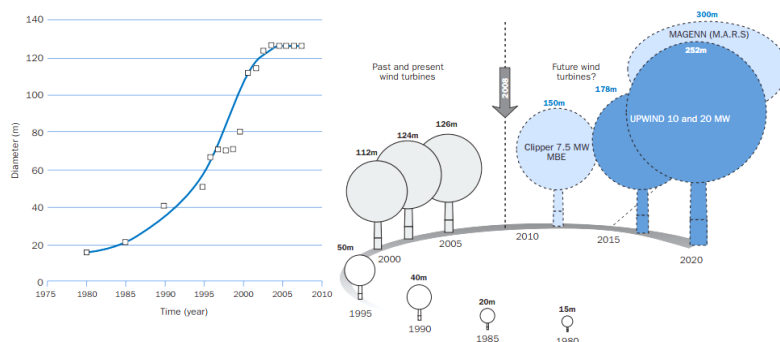
Figura 3.10 – Crescimento do tamanho dos típicos aerogeradores comerciais



Fonte: IPCC (2011).

Para a EWEA (2009), o tamanho dos aerogeradores pode estar se estabilizando. Considerando o maior aerogerador instalado anualmente, a Figura 3.11 apresenta a tendência de aumento das dimensões. Embora haja um histórico do mercado a respeito do crescimento nas dimensões de aerogeradores, percebe-se que entre 2004 e 2008 não surgiram maiores turbinas. Tal fato evidencia uma nova tendência na permanência de aerogeradores em dimensões próximas das atuais. Em 2004, apesar de haver ainda interesse em grandes aerogeradores para o mercado *offshore*, houve uma desaceleração no crescimento do tamanho de turbinas no mercado principal, baseado na indústria eólica *onshore*, na qual concentrou-se no aumento de volume em vendas de aerogeradores com potência na faixa de 1,5 e 3 MW (EWEA, 2009).

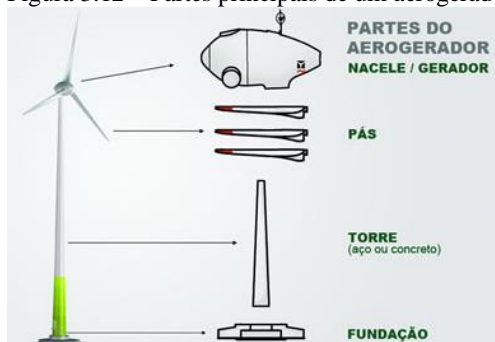
Figura 3.11 – Crescimento do diâmetro e altura dos aerogeradores comerciais



Fonte: EWEA (2009).

Aerogeradores de eixo horizontal podem ser distinguidos por diversos fatores, como pelo diâmetro do rotor, altura da torre, dimensões e forma da nacele, existência de caixa multiplicadora, potência e tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos). Basicamente, são formados pelas seguintes partes: nacele, pás, torre e fundação.

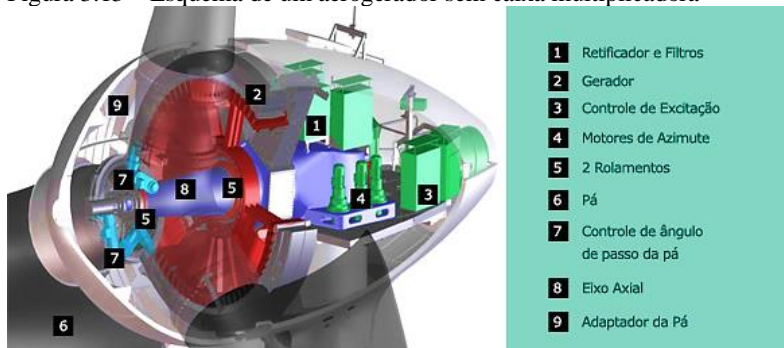
Figura 3.12 – Partes principais de um aerogerador



Fonte: Wobben (2013).

A nacele é a parte do aerogerador na qual se encontram o eixo, o gerador, a caixa de engrenagens (ou caixa multiplicadora), os rolamentos, os freios, os sensores de medições, os sistemas de controle do ângulo de pá e orientação do aerogerador (*Yaw Position*). Atualmente, existem diversos aerogeradores fabricados sem caixa multiplicadora (*Gearless Wind Turbine*) que utilizam o mecanismo de acionamento direto (*Direct-drive*). A Figura 3.13 ilustra a típica nacele de um aerogerador de eixo horizontal de três pás sem caixa de engrenagens.

Figura 3.13 – Esquema de um aerogerador sem caixa multiplicadora



Fonte: Wobben (2013).

A ausência da caixa de engrenagens traz alguns benefícios ao aerogerador, pois reduz a perda de energia entre o rotor e o gerador, a emissão de ruído, o desgaste mecânico, o vazamento de óleo, as perdas por fricção mecânica e, principalmente, os custos de operação e manutenção devido à redução de componentes mecânicos.

O controle de potência de um moderno aerogerador pode ser realizado de duas maneiras: controle passivo (controle por estol ou *stall control*) e controle ativo (controle de passo ou *pitch control*). O princípio em ambas as tecnologias, oriunda da engenharia aeronáutica, é explicado pelas forças aerodinâmicas que atuam ao longo do perfil de uma pá. A força resultante é a soma vetorial das forças aerodinâmicas atuantes: força de arrasto e força de sustentação. Ambas são perpendiculares entre si, sendo que a força de arrasto atua na mesma direção do escoamento e a força de sustentação atua na direção perpendicular ao escoamento. A força responsável pelo movimento das pás é a força de sustentação, na qual sua magnitude depende da forma das pás e do ângulo de ataque.

O controle passivo, muito comum em pequenos aerogeradores e nos antigos aerogeradores, apresenta as suas pás fixas em um determinado ângulo de passo. Como a pá não pode girar em torno de seu eixo longitudinal, a sua orientação é escolhida para que o escoamento descole em torno do perfil da pá a partir de uma dada velocidade. Tal velocidade, chamada de nominal, é uma velocidade de projeto da turbina eólica. O vento, ao atingir a velocidade nominal em aerogerador passivo, aumenta a força de arrasto, o que reduz a força de sustentação, responsável pela rotação das pás do rotor.

O controle ativo de passo é o mecanismo mais utilizado nos grandes e modernos aerogeradores. Geralmente, este controle é realizado com o auxílio do sensoriamento do vento na nacele de um aerogerador. Para isto, é instalado um anemômetro e um sensor de direção que medem continuamente as variáveis do vento.

Estas informações orientam ininterruptamente a correta orientação em que o aerogerador deve estar para captação do vento em sua direção predominante. Ao mesmo tempo, os dados coletados na nacele são utilizados para o controle de passo no aerogerador, que é realizado sincronizadamente pelas pás para otimizar a produção de energia. Ao medir uma velocidade acima da velocidade nominal, o controle realiza uma mudança na orientação das pás de modo que a potência se mantenha constante. Neste caso, o ângulo de ataque das pás é reduzido de maneira que aumente a força de arrasto em detrimento da força de sustentação. À medida que a velocidade aumenta, o controle de passo do aerogerador reduz o ângulo de ataque das pás para que a potência se mantenha

constante. Por segurança, ao atingir uma determinada velocidade, as pás do aerogerador ficam inclinadas a ponto de que o aerogerador pare de operar deixando de gerar energia.

Para suportar as condições de vento de uma determinada região, o aerogerador deve ser dimensionado de forma que atenda a norma IEC 61400-1 (2005), da Comissão Eletrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission – IEC), que especifica os requerimentos essenciais de projeto para assegurar a integridade de aerogeradores e prevenir contra possíveis danos provenientes de todos os riscos durante a vida-útil de um parque eólico. A norma estabelece quatro classes de turbina de acordo com a intensidade e turbulência do vento.

Quadro 3.2 – Classe de Aerogeradores

| Classe da Turbina | IEC I | IEC II | IEC III | IEC S |
|-------------------------------------|--------|----------------------------|----------|---------------------------------------|
| Velocidade de Referência | 50 m/s | 42,5 m/s | 37,5 m/s | |
| Velocidade Extrema em 50 anos* | 70 m/s | 59,5 m/s | 52,5 m/s | Valores especificados pelo fabricante |
| Velocidade Média Anual* | 10 m/s | 8,5 m/s | 7,5 m/s | |
| Intensidade de Turbulência a 15 m/s | | A: 18% B: 16% C: 14% | | |

Fonte: 3ª edição da IEC 61400-1 (2005).

*Com base em um vento padrão com fator de forma 2 (distribuição de Rayleigh).

A velocidade de referência é um parâmetro do vento usado para definir a classe de aerogerador. Este parâmetro é um fator determinante para indicar se o aerogerador poderá resistir a eventos extremos para períodos recorrentes a 50 anos (V_{e50}).

De acordo com a norma, esses parâmetros foram especificados para representar diversos tipos de locais distintos. A classe S de aerogeradores é uma classe especial na qual o fabricante define as condições de projeto para uso em determinado tipo de vento específico ou outras condições externas ou em uma classe especial de segurança (IEC 61400-1, 2005).

Para determinar a velocidade de referência para uma determinada localidade, utilizam-se de ferramentas estatísticas baseadas na teoria dos valores extremos, cuja área da estatística foi desenvolvida por Leonard Tippett e aprimorada por Ronald Fisher e Emil Julius Gumbel. Em 1958, Gumbel codificou a teoria lançando o livro *Statistics of Extremes*, desenvolvido inicialmente para o campo da hidrologia, na previsão dos eventos extremos em rios. Frequentemente, utiliza-se a distribuição de

Gumbel para calcular os valores extremos de velocidade – Velocidade de Referência (V_{ref}) e Velocidade Extrema para 50 anos (V_{e50}).

3.2.3 Curva de Potência

A curva de potência de um aerogerador caracteriza seu desempenho com relação à velocidade do vento incidente, isto é, quanto de potência a máquina consegue extrair em função da intensidade do vento. Para cada valor de velocidade do vento tem-se uma determinada potência.

Os valores da curva de potência de uma turbina eólica são dados técnicos fornecidos pelo fabricante. Tal função é determinada pelo projeto do aerogerador, que depende, em grande parte, das características principais da máquina, como diâmetro e altura.

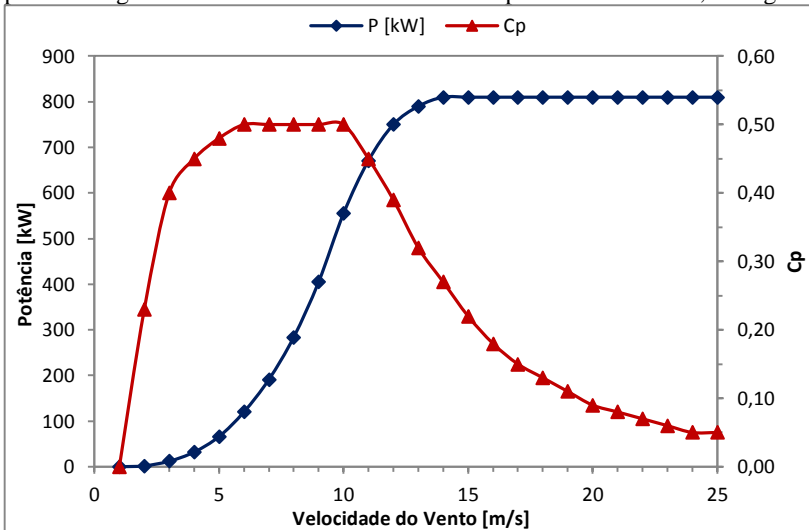
Como apresentado anteriormente, a potência de saída de um aerogerador depende do valor C_p e da potência do vento P_V .

$$P = C_p P_V = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad [3.24]$$

O coeficiente de potência C_p e a área varrida A são os únicos fatores do aerogerador que influenciam na curva de potência. Os valores de ρ e V , no entanto, não dependem do aerogerador, pois variam de acordo com o regime de vento e condições climáticas na qual está submetido.

Em geral, quanto maior a velocidade, maior a potência extraída de um aerogerador. Entretanto, o valor de C_p varia de acordo com a velocidade incidente. Para ilustrar uma curva de potência típica de uma turbina eólica com controle de potência de passo, a Figura 3.14 apresenta a potência e a curva C_p do aerogerador E-48.

Figura 3.14 – Curva de Potência P e curva C_p em função da velocidade do vento para o aerogerador E-48 considerando a massa específica do ar em $1,162 \text{ kg/m}^3$



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecido pela Tractebel (2011).

Observa-se que o aerogerador entra em operação a partir de uma determinada velocidade, chamada de velocidade de corte de entrada (*cut-in speed*) ou velocidade de partida. A partir dessa velocidade, então, a turbina começa a produzir energia elétrica. Valores típicos entre 2 a 3 m/s são encontrados nos modernos aerogeradores, que no caso do E-48, representa 2 m/s.

Após a velocidade de entrada, a potência aumenta rapidamente com o incremento da velocidade. Entretanto, a partir de uma determinada velocidade, chamada de velocidade nominal, o aerogerador alcança a potência nominal, ou seja, sua máxima capacidade projetada de geração de energia. Valores típicos para a velocidade nominal se encontram na faixa de 12 a 15 m/s.

Para aerogeradores com controle estol, a partir da velocidade nominal do vento, a potência de saída do aerogerador começa a declinar com o aumento da velocidade do vento. No caso de aerogeradores com controle de passo, no entanto, esse incremento mantém a potência constante. O aerogerador E-48, cuja curva de potência foi apresentada anteriormente, possui um comportamento característico típico de um aerogerador com controle de passo. Neste aerogerador, a potência se

mantém constante devido aos controles aerodinâmicos que regulam, de forma sincronizada, a orientação das pás.

Por motivos de segurança, a geração de um aerogerador é limitada à velocidade de corte de saída (*cut-out speed*), que representa a velocidade máxima de produção do aerogerador. Tipicamente, encontram-se valores de 20 a 25 m/s para essa velocidade.

No exemplo apresentado, o valor da velocidade de corte de entrada é de 2 m/s. A velocidade nominal, na qual o aerogerador atinge 810 kW, é de 14 m/s. A velocidade de corte de saída é de 25 m/s.

Com relação à curva C_p , nota-se um aumento entre 1 a 6 m/s, tornando a taxa de variação da potência de saída maior do que a da potência do vento. Entre 6 e 10 m/s a taxa de variação da potência é a mesma que a do vento, cúbica, pois o valor de C_p permanece constante em 0,5 (valor próximo em 84% do limite de Betz). Após 10 m/s, a taxa de variação da potência do aerogerador com o vento começa a cair por causa do ajuste do ângulo das pás da turbina no controle de passo.

A curva de potência é um importante fator na viabilização de um projeto eólico, pois impactará diretamente na PAE. Como os custos do aerogerador representam a maior parte dos custos totais de uma usina eólica, é de extrema importância a escolha correta do aerogerador de forma que apresente a maior viabilidade econômica e ao mesmo tempo seja apropriado para o vento local.

3.2.4 Parque Eólico

Um parque eólico é uma usina que converte a energia eólica em eletricidade por meio de um grupo de aerogeradores interligados eletricamente. Pode ser instalado na terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*).

A tecnologia *onshore*, já bem desenvolvida e consolidada, vem sendo há 20 anos empregada em larga escala no mundo todo. Apesar de geralmente ocupar um extenso espaço, somente uma pequena porção do terreno é efetivamente utilizada, permitindo o aproveitamento da maior parte da terra para outros fins, como agricultura e pecuária.

Com o esgotamento de áreas de potencial eólica em terra, têm surgido novos parques eólicos instalados em mar. No caso dos parques eólicos *offshore*, embora apresentem elevado custo de transporte, instalação e manutenção, o setor tem apresentado crescimento ano após ano. Sua tecnologia tem evoluído significativamente, oferecendo ainda grande potencial para novos avanços.

Figura 3.15 – Imagem da UEBB em operação



Fonte: Autor (2010).

Atualmente, o maior parque eólico do mundo é o de Alta Wind Energy Center e está localizado nos Estados Unidos da América, no estado da Califórnia. A sua potência é de 1.320 MW e conta com 490 aerogeradores de 1,5 e 3 MW. No entanto, o projeto eólico Gansu, na China, que está sendo construído atualmente, será considerado o maior parque eólico do mundo com 20 GW. Com relação às usinas eólicas *offshore*, o maior parque atualmente construído é o London Array e está localizado no mar da Inglaterra e apresenta uma potência de 1 GW com 278 aerogeradores (THE WIND POWER, 2013).

Para empreendimentos novos, a portaria MME nº 21, de 18/01/2008, que estabelece regras para registro e habilitação técnica de empreendimentos eólicos, define no parágrafo 1º, inciso III do Art.6ºA um parque eólico:

§ 1º Fica definido como parque eólico o conjunto de aerogeradores interligados eletricamente, situados nas áreas circulares com raio de até dez quilômetros em torno das torres de medição anemométrica, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e com raio de até seis quilômetros, no caso de terrenos

complexos, identificados os aerogeradores e as torres de medição por suas coordenadas UTM (Universal Transversa de Mercator), sujeita à validação da EPE a definição do raio quanto à adequação com a topografia.⁴

3.2.5 Produção de Energia

A Produção Anual de Energia – *PAE* de um aerogerador ou uma EOL é calculada por meio da seguinte equação:

$$PAE = \int_{ano} P dt \quad [3.25]$$

na qual P é a sua potência instantânea.

A expressão pode ser calculada ainda em termos da distribuição de velocidade incidente para cada turbina.

$$PAE = 8760 \cdot \int_{v=v_{in}}^{v=v_{out}} f(v) \cdot P dv \quad [3.26]$$

onde 8760 é o número de horas em um ano, P é a curva de potência do aerogerador e $f(v)$ é a distribuição de velocidades do local durante o ano analisado.

Inicialmente, não se dispõe de medições *in-loco*. Neste caso, uma maneira inicial de se estimar o potencial eólico do local se dá pela fórmula apresentada, substituindo a distribuição da frequência do vento com a distribuição de Weibull, na qual seus parâmetros devem ser estimados.

Como na maior parte do tempo a velocidade do vento em um parque eólico é inferior à velocidade nominal de um aerogerador, o Fator de Capacidade FC é um índice que mede o rendimento da usina, sendo calculado pela relação entre a PAE e a máxima energia que pode ser produzida em um ano (HAU 2009). A equação

$$FC = \frac{PAE}{8760 \cdot P_N} \quad [3.27]$$

⁴ BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Portaria N° 21, de 18 de janeiro de 2008.

calcula o FC , onde P_N é a potência nominal da usina. O denominador da equação representa a energia de geração máxima possível em um ano, limitada à potência nominal dos aerogeradores da usina.

Para Dalmaz (2007), o FC representa um importante valor na avaliação de uma localidade para o aproveitamento do potencial eólico.

Pode-se também calcular a energia gerada e fator de capacidade para um intervalo de tempo t . Neste caso, a energia produzida por um aerogerador E_t é calculada da seguinte maneira:

$$E_t = \int P dt = t \cdot P_{média} \quad [3.28]$$

Desta forma, o FC pode ser calculado da seguinte forma genérica:

$$FC_t = \frac{E_t}{P_N \cdot t} = \left| \frac{P_{média}}{P_N} \right|_t \quad [3.29]$$

A equação acima avalia a relação da potência média de um parque eólico ou aerogerador com sua potência máxima. Essa relação pode ser feita tanto em usinas já em operação quanto em projetos de parques eólicos, na estimativa de produção de energia. Neste último caso, tal relação é obtida por meio de simulações eólica em programas computacionais.

Outro índice avaliador de uma usina é o fator de recuperação de energia (*energy recovery factor*) C_e , que representa quanto a usina ou o aerogerador produz com relação à energia disponível do vento.

$$C_e = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Energia Disponível do Vento}} = \frac{P_{média} \cdot t}{\frac{A}{2} \cdot \int \rho V^3 dt} = \int C_p dt \quad [3.30]$$

3.3 O MÉTODO MCP

3.3.1 Introdução

A variabilidade é uma característica intrínseca do vento (TONG, 2010). Frequentemente o período de dados eólicos disponíveis em um projeto é curto e insuficiente, entre um a cinco anos, para estimar com boa precisão a geração de um parque eólico que irá operar por um longo período (20 anos no Brasil). Desta maneira, baseando-se em um período curto de dados, é possível subestimar ou superestimar com um grande erro

a geração de energia. Tal razão, por exemplo, motivou os critérios do governo de exigência da duração mínima de medições anemométricas, sendo que em 2013, o tempo mínimo de medições exigido passou a ser de três anos pela ANEEL e EPE. Entretanto, mesmo para um período de três anos de medições, a variabilidade do vento é significativa.

De acordo com a Measuring Network of Wind Energy Institutes – MEASNET (2009), devido à elevada variabilidade sazonal e interanual do vento em sua velocidade e direção, estimativas de produção de energia baseadas em dados de curto prazo podem trazer grandes incertezas. Além disso, o uso de dados de curto prazo em um projeto eólico é válido somente para o período de medições, sendo, portanto, uma elevada fonte de incerteza na estimativa de produção de energia e na avaliação de adequabilidade dos aerogeradores de um parque eólico.

O método estatístico Measure-Correlate-Predict – MCP (tradução: Medir-Correlacionar-Prever) é utilizado basicamente para reduzir as incertezas de um projeto eólico, ajustando os dados de medições locais, de curto prazo, para uma base de dados de muitos anos (longo prazo) próximo dos dados locais, chamados de dados de referência. Nesse ajuste, estabelecem-se correlações entre as velocidades para estimar a geração corrigida para o longo. Assim, são reduzidas as incertezas de projeto, tanto nas estimativas de geração do parque eólico quanto na avaliação estrutural de seus aerogeradores.

Atualmente, inúmeros projetos eólicos têm sido objetos de estudo utilizando diferentes métodos MCP. Apesar de as normas brasileiras estabelecerem a obrigatoriedade do empreendedor em realizar uma certificação de seu projeto eólico com três anos de medições, o método MCP nem sempre é utilizado. Muitas vezes, por haver baixa correlação e/ou os dados de longo prazo se apresentarem incompletos (período insuficiente ou com baixa taxa de cobertura), a incerteza associada ao método acaba sendo maior do que a utilização somente dos dados de curto prazo no projeto.

Embora a metodologia MCP seja uma importante ferramenta na avaliação de recursos eólico e estimativa de produção de energia de uma EOL, podem surgir dificuldades que acabem por inviabilizar a aplicação do método. Tais dificuldades são encontradas principalmente na estação de referência, como:

- A estação de referência pode não estar localizada na proximidade do parque eólico (entre 50 e 100km).
- Os dados podem ser de baixa qualidade e/ou apresentar lacunas.

- Assume-se que os dados de referência, anteriores às medições locais, estimam com boa precisão os recursos eólicos sobre a vida útil de um parque eólico (LANDBERTG e MORTENSEN, 1993 apud BURTON, 2001).

3.3.2 Dados Locais

Para aplicação do método MCP, a estação anemométrica deve estar próxima do parque eólico, de maneira que tenha representatividade com todos os aerogeradores envolvidos. De acordo com as recomendações da MEASNET (2009), essa representatividade significa um raio de 10 km para terrenos simples e 2 km para terrenos complexos. As medições devem ser feitas com instrumentos de qualidade como anemômetros *first-class*, sensores de direção, termômetro, higrômetro e barômetro. Segundo as recomendações, o nível de altura mínimo deve ter pelo menos 2/3 da altura em que se encontra o eixo do rotor dos aerogeradores.

As medições locais são consideradas como incompleta se os dados filtrados possuírem um período menor que um ano e uma taxa de cobertura inferior a 90% (MEASNET, 2009). Embora seja possível realizar a aplicação do MCP com somente um ano de dados, a resolução normativa da ANEEL nº 391, de 15 de dezembro de 2009, assim como os requisitos da EPE para cadastro em leilão (EPE, 2012b), exigem um período de certificação com pelo menos três anos de medições.

3.3.3 Dados de Referência

Como o tempo de concessão de operação de uma usina eólica no Brasil é de vinte anos, os dados de referência devem compreender um expressivo intervalo de tempo, de modo que a incerteza de longo prazo diminua com a aplicação do método MCP.

Idealmente, dados de curto prazo deveriam ser correlacionados com 30 anos de dados de uma estação de referência representativa ao parque eólico. Infelizmente, dificilmente encontram-se dados com esta característica.

Segundo a MEASNET (2009), medições correlacionadas são consideradas como incompletas se o período de correlação dos dados de longo prazo com os dados locais possuir uma taxa de cobertura menor que 95%. Além disso, esses dados devem ter boa consistência, recomendando-se um período mínimo de 10 anos. A qualidade das medições deve ser observada, de maneira que se escolha o melhor período para que compense o emprego da metodologia na redução das incertezas.

Medições antigas podem apresentar maior incerteza nos dados e maior quantidade de falhas e lacunas.

BORGET et al. (2007) realizam um estudo de caso com mais de 165 estações meteorológicas da França com 18 anos de dados ou mais. Na pesquisa, os autores demonstram que a análise comparativa detalhada entre dados de longo prazo e uma avaliação deste dados com relação aos dados históricos de estações meteorológicas são condições necessárias a determinação de fontes de dados de longo prazo confiáveis.

Para que se possa aplicar um dos métodos MCP, é necessário que haja um período comum e suficiente entre os dados de curto e longo prazo. Nesse período, deve-se ter uma boa correlação entre os dados, que dependerá de vários fatores como a distância entre as estações, qualidade dos dados e características do sistema de medições, como quantidade, altura e incerteza de cada sensor de medição. Quanto menor for o desvio entre os dados de longo e curto prazo, maior será a correlação, e assim, menor a incerteza.

Os dados de longo prazo podem ser extraídos de outras torres anemométricas existentes, estações meteorológicas, estações de aeroportos ou dados de reanálises.

3.3.3.1 Dados de Estações Físicas de Longo Prazo

Para estações reais, comumente meteorológicas ou de aeroportos, quanto maior a quantidade e níveis de altura de sensores de medições (velocidade e direção), melhor para aplicação do método MCP, pois se podem comparar os dados locais com cada sensor da estação de referência, verificando se as correlações estão próximas. O uso de dados de estações reais, no entanto, pode ser limitado devido à dificuldade de se encontrar uma estação de medições próxima ao local e com período suficiente para aplicar tal metodologia. Além disso, muitas vezes estações reais de medições possuem sensores de baixa precisão e/ou uma incompleta taxa de cobertura dos dados. Outro problema a ser levantado é de que estações com sensores instalados em baixas alturas, como a dez metros, sofrem maiores efeitos de orografia, rugosidade e obstáculos, o que dificulta ainda mais as correlações. Ademais, novas construções assim como o crescimento de árvores podem alterar os valores medidos dessas estações ao longo dos anos, apresentando nos dados tendências e degraus não reais. Desta forma, apela-se frequentemente para o uso de dados de reanálise nas correlações de longo prazo.

Os principais órgãos operacionais de meteorologia do Brasil que mantêm uma rede de observação em nível nacional são: INMET –

Instituto Nacional de Meteorologia; Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; Departamento de Controle do Espaço Aéreo – DECEA, do Comando da Aeronáutica e DHN – Diretoria de Hidrografia e Navegação, do Comando da Marinha (ambos do Ministério da Defesa); além do INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais do Ministério da Ciência e Tecnologia (INMET, 2013b).

O INMET, criado em 1908, possui diversas estações meteorológicas operando em todo país. Existem dois tipos de estações meteorológicas de observação de superfície: convencionais e automáticas. As estações automáticas são formadas pelo *datalogger*: equipamento que realiza aquisição de dados. Os dados são gravados por diversos sensores, que medem variáveis meteorológicas como pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento. Os valores são observados a cada minuto e gravados a cada hora. Essas estações estão espalhadas por todo território nacional e informam automaticamente dados meteorológicos, com atualização constante (INMET, 2013b).

No caso das estações de aeroportos, seus dados são apresentados no METeorological Aerodrome Report – METAR, um informe meteorológico aeronáutico regular, na qual os dados, destinado à aviação, são codificados e fornecidos periodicamente pelo Banco de Dados Meteorológicos da Aeronáutica. Em geral, vários sensores registram, de hora em hora, dados climatológicos, como temperatura, umidade, pressão e velocidade do vento.

3.3.3.2 *Dados de Reanálise*

Os dados de reanálise descrevem, por meio de uma malha de pontos distribuídos no globo, variáveis meteorológicas tridimensionais da atmosfera. Por meio de um sistema de assimilação de dados, os dados são produzidos pela alimentação constante de diversas observações disponíveis no mundo de estações meteorológicas sinóticas, radiossondagens, satélites, balões meteorológicos, boias, navios e aviões. O objetivo dos dados sintéticos é representar, de maneira fiel, as características climáticas da terra para um longo período. A resolução espacial e temporal dos dados depende do modelo numérico de previsão do tempo. A modelagem é aplicada continuamente em dados atualizados, de modo a não criar descontinuidades nos dados. Ressalta-se que com o passar dos anos, a precisão e quantidade de observações ao redor do globo tem aumentado de forma significativa, refletindo na melhoria contínua da qualidade dos dados produzidos.

A primeira geração de dados se deu através do projeto de NNRP (NCEP/NCAR Reanalysis Project – projeto de parceria entre duas instituições dos Estados Unidos: *National Center for Environmental Prediction* e *National Center for Atmospheric Research*), que se iniciou em 1995 (KALNAY et al., 1996). Estes institutos realizam continuamente uma reanálise de dados climáticos globais. Com uma resolução temporal de 6 horas e espacial de 2,5° em latitude e longitude (~250 km para as regiões deste estudo), os dados de reanálise têm sido atualizados diariamente. Disponíveis para todo o globo com 17 níveis de pressão e a superfície, os dados podem ser extraídos desde 1948 até o presente.

A partir do ano 2000, outras instituições também passaram a fornecer dados de reanálise, como o ERA-15 gerado pela ECMWF – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.

A segunda geração dos dados de reanálise surgiu em 2002 com o projeto NNRP 2 da NCEP/NCAR, que apresentou alguns melhoramentos nos dados, embora a metodologia e resolução tenham sido mantidas idênticas às da primeira versão. Alguns anos depois, outras instituições passaram a oferecer dados um pouco mais refinados, como o ERA-40 da ECMWF e JRA-25 (Japanese 25-years reanalysis) gerados pela JMA – Japan Meteorological Agency.

A terceira geração de dados de reanálise iniciou-se no ano 2006, com o projeto ERA-Interim, gerados pela ECMWF. Com uma metodologia de assimilação de dados mais sofisticada, os dados de saída possuem maiores quantidade de variáveis e uma alta resolução temporal e espacial. Além do ERA-Interim, surgiram ao longo dos últimos anos outros projetos de reanálise da terceira geração, entre eles:

- CFSR – Climate Forecast System Reanalysis, gerados pela NCEP em conjunto com a NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration, e NWS – National Weather Service (SAHA et al., 2006);
- MERRA (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications) – gerados pela National Aeronautics and Space Administration – NASA (RIENECKER et al., 2011);

Esses dados são de alta resolução temporal, com algumas variáveis possíveis para 1 hora, e espacial, com uma grade de intervalos pequenos disponíveis para diversos níveis de altura e pressão. Para o MERRA, a resolução espacial é de 0,5° de latitude e 0,67° de longitude. Para o CFSR a resolução espacial é de 0,5° de latitude e longitude. Estão disponíveis

desde 1979 até o presente, com exceção ao CFSR, cuja série foi interrompida no fim de 2010, com o surgimento do CFSv2, a segunda versão do CFSR (SAHA, 2011). A partir de janeiro de 2011, esta nova versão tem oferecido os dados, sendo que apresenta pequenas descontinuidades com relação à sua primeira versão.

O Quadro 3.3, a seguir, extraído de LILÉO et al. (2013) apresenta um resumo com as principais características dos diferentes dados de reanálise disponíveis globalmente. A cor mais clara indica a primeira geração de dados, a cor intermediária indica a segunda geração de dados e a cor mais escura indica a terceira geração de dados.

Quadro 3.3 – Principais características dos diferentes dados de reanálise disponíveis globalmente

| Release year | Reanalysis | Institution | Horizontal resolution lat x lon (deg) | Vertical level of interest | Temporal resolution | Data assimilation scheme | Temporal coverage |
|---------------|--------------------|--------------|--|----------------------------|---------------------|--------------------------------|-------------------|
| 1995 | R1 | NCEP/NCAR | 2.5 x 2.5 | 0.995 sigma level | 6 h | 3D-Var | 1948 - on |
| 2002 | R2 | NCEP/NCAR | 2.5 x 2.5 | 0.995 sigma level | 6 h | 3D-Var | 1979 - 2010 |
| 2005 | ERA-40 | ECMWF | 1.125 x 1.125 | 10 m a.g.l. | 6 h | 3D-var | 9/1957 - 8/2002 |
| 2006 | JRA-25 | JMA & CRIEPI | 1.25 x 1.25 | 10 m a.g.l. | 6 h | 3D-Var | 1979 - 2004 |
| 2008 | ERA-Interim | ECMWF | 0.75 x 0.75 | 10 m a.g.l. | 6 h | 4D-var | 1979 - on |
| 2009 | MERRA | NASA | 1/2 x 2/3 | 50 m a.g.l. | 1 h | 3D-Var with incremental update | 1979 - on |
| 2009 | CFSR | NCEP | 0.5 x 0.5 | 0.995 sigma level | 1 h | 3D-Var | 1979 - 3/2011 |
| 2010 | 20CRv2 | NOAA-CIRES | 2.0 x 2.0 | 0.995 sigma level | 6 h | Ensemble Kalmar Filter | 11/1869 - 12/2010 |
| 2011 | CFSv2 | NCEP | 0.5 x 0.5 | 0.995 sigma level | 6 h | 3D-Var | 4/2011 - on |
| expected 2013 | JRA-55 | JMA | --- | --- | --- | 4D-var | 1958-2012 |

Fonte: LILÉO et al. (2013)

*O nível sigma representa a relação entre a pressão e a pressão superficial. O valor de 0,995 corresponde a uma altitude aproximada em 42 metros.

As aplicações mais comuns dos dados de reanálise são encontradas no campo da meteorologia e de suas subaplicações, como na aviação, agricultura, hidrometeorologia e energia eólica.

No setor eólico, o uso de dados de reanálise pode ser útil em diversas aplicações. A mais comum tem sido por meio do método MCP. Para isto, os dados de reanálise são utilizados como dados de longo prazo para correlacionar com os dados locais do projeto do parque eólico. Neste caso, buscam-se os pontos de grade mais próximos da estação local do projeto que apresentem boa correlação com seus os dados. Inicialmente, os dados NNRP foram os primeiros dados de reanálise utilizados em MCP. Com evolução recente dos dados de reanálise devido a melhoria na precisão bem como na resolução espacial e temporal, tem-se aplicado

recentes dados de reanálise de terceira geração, como ERA-Interim, CFSR e MERRA. As vantagens do uso em MCP de dados de reanálise em relação a dados de estações físicas são de que o período disponível pode ser muito mais longo, os dados não apresentam descontinuidades e não estão sujeitos a congelamento ou influências de vegetação, e não há tendências de longo prazo nos equipamentos (TONG et al., 2010). Entretanto, para o autor, a qualidade dos dados de reanálise na qual são produzidos depende da qualidade dos dados de entrada, pois em determinadas regiões a instrumentação pode estar muito afastados e/ou com baixa qualidade na aquisição dos dados e taxa de cobertura.

Outra aplicação se dá para prospecções iniciais de potencial. Por meio de modelos de mesoescala, são produzidos grandes mapas de recursos eólicos que apresentam as melhores possíveis regiões para a viabilização de parques eólicos. Utilizam-se também os dados em estudos de pré-viabilidade de parques eólicos. Neste caso, com uma alta resolução espacial nos modelos de simulação, consideram-se as pequenas variações topográficas do terreno, produzindo mapas de recursos eólicos menores, porém mais detalhados. É também comum a utilização desses dados em modelos de mesoescala para produzir uma nova série de dados com melhor resolução espacial e/ou temporal. Assim, os dados gerados são reutilizados em novas análises eólicas.

Os dados de reanálise possuem a vantagem de estar disponíveis e atualizados em qualquer parte do mundo. Entretanto, geralmente possuem uma baixa resolução temporal e espacial quando comparados com os dados de locais do projeto do parque eólico. Além disso, dados de reanálise representam somente o vento geostrófico (TONG et al., 2010), não apresentando as reais características climáticas de onde se dispõe dos dados locais, pois não sofrem efeitos de obstáculos, orografia e rugosidade em seus modelos. Assim em muitos casos, tais fatores podem resultar em uma baixa correlação, que pode não justificar o emprego do método.

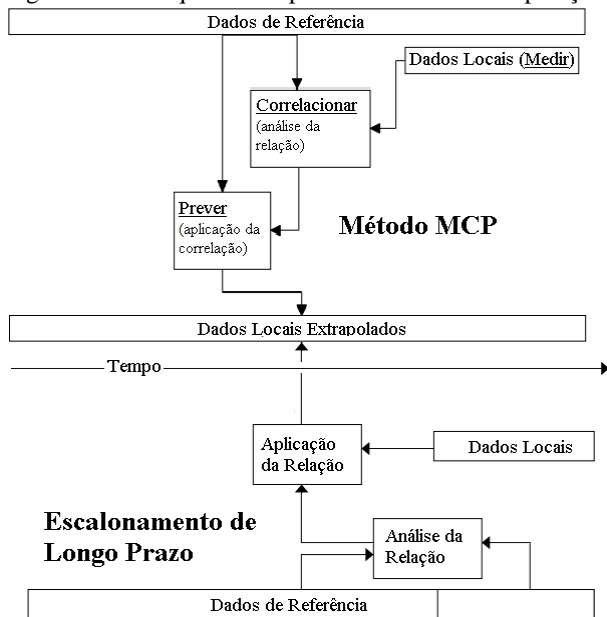
Atualmente, algumas empresas como Vortex S.L., 3TIER®, ConWx-EMD, WindTrend e AWS TruepowerTM fornecem dados no setor eólico para uso como dados de longo prazo para aplicação do MCP. Tais dados são obtidos por meio de simulações em supercomputadores com dados de reanálise. Utilizando técnicas de “downscaling” nas simulações, aumenta-se a resolução dos dados oferecidos. Neste caso, os dados podem caracterizar os efeitos topográficos e melhorar correlações com dados reais.

3.3.4 Correlação e Métodos Disponíveis de Previsão

Inicialmente deve-se encontrar uma série de dados de referência que apresente uma boa correlação com os dados locais. O período mínimo concorrente entre os dados dependerá de diversos fatores, como condições de vento, qualidade dos dados e procedimentos de extrapolação de longo prazo. Para que a correlação não seja influenciada pelas variações sazonais, o período mínimo dos dados deve ser de um ano (MEASNET, 2009). De acordo com o instituto, quanto melhor e mais detalhada a capacidade do procedimento de extrapolação em resolver relações entre os dados, melhor será a precisão na previsão baseada no curto período de correlação.

As correlações podem ser realizadas por meio de diversos modelos disponíveis, que dependerão essencialmente da qualidade dos dados de curto e longo prazo. A MEASNET (2009) estabelece dois tipos de método MCP (regressão setorial MCP e matriz MCP) e dois tipos de métodos de escalonamento de longo prazo (índice eólico e escalonamento na distribuição). A Figura 3.16 indica os dois procedimentos possíveis de extrapolação de longo prazo.

Figura 3.16 – Esquema dos procedimentos de extrapolação de longo prazo



Fonte: Autor. Adaptado do MEASNET (2009).

A principal diferença entre os dois procedimentos se dá na comparação dos dados de longo prazo. Nos procedimentos MCP, são estabelecidas correlações entre os dados de referência para o mesmo período com os dados locais. A partir dessa correlação podem-se extrapolar os dados locais para o longo prazo. No escalonamento de longo prazo compara-se a variação dos dados de referência com relação ao período entre o total e o concorrente dos dados locais. Desta forma, aplica-se essa relação aos dados locais para extrapolá-los para o longo prazo. (MEASNET, 2009).

Para MANWELL et al. (2000), o método mais comum utilizado é o MCP, descrito por DERRICK (1993), LANDBERG e MORTENSEN (1993) e JOENSEN et al. (1999). A regressão linear setorial é o método recomendado pela MEASNET.

Apesar do escalonamento de longo prazo ser mais simples, esse procedimento oferece a vantagem de poder ser aplicado em situações no qual os dados de referência se apresentam com baixa resolução. Embora os procedimentos de escalonamento de longo prazo não sejam considerados MCP, pois não há correlação propriamente dita, usualmente chama-se todo método de extrapolação de longo prazo como MCP. Desta forma, todos os métodos de extrapolação de longo prazo serão chamados de MCP doravante neste trabalho.

Após a escolha do método a ser utilizado, aplica-se a correlação ao dados de referência. Com isso, tem-se uma nova série de dados de longo prazo. A partir dessa série de dados, estima-se novamente a geração de energia por meio de um método MCP existente. Para que se possa justificar a utilização de tal método, os dados de referência correlacionados devem apresentar uma geração próxima aos dados do local, para o período da correlação.

3.3.4.1 Regressão Setorial MCP

A regressão setorial é realizada por meio da correlação simultânea entre os dados locais com os dados de referência, dividindo entre determinados setores de direção, que por padrão, são tipicamente em 12 setores com intervalos de 30°. Na aplicação deste método, recomenda-se que ambas as estações apresentem dados de direção.

A correlação entre os dados concorrentes utiliza o método dos mínimos quadrados, que pode ser utilizado com uma função linear ou não linear (polinomial ou exponencial). Um pré-requisito para que se aplique tal metodologia é que se possam estabelecer relações entre os dados para

os setores escolhidos (MEASNET, 2009). Para uma função linear, por exemplo, as relações são estabelecidas da seguinte maneira:

$$v = av_{ref} + b \quad [3.31]$$

onde v e v_{ref} são as velocidades do vento no local e na estação de referência, respectivamente, considerando a resolução temporal dos dados da estação de referência. Os coeficientes lineares a e b são definidos pela reta dos mínimos quadrados para cada setor.

De acordo com a MEASNET (2009), as relações devem ser avaliadas e documentadas para cada setor na forma do coeficiente de correlação (R) ou coeficiente de determinação (R^2). Para TONG et al. (2010), o coeficiente R^2 , que mede a qualidade da correlação, deve ser no mínimo de 70%. Além da análise da qualidade da correlação, deve-se atentar ao número de medições em cada setor, de maneira que seja significativo para aplicação do método. O coeficiente de correlação dos dados deve ser levado em conta na estimativa de incerteza do método.

Esta metodologia pode apresentar uma redução no coeficiente R^2 à medida que se aumenta a distância entre as estações. Neste caso, segundo TONG et al. (2010), a redução da resolução temporal, com a introdução de médias entre os dados, pode aumentar a correlação.

É comum não se dispor de dados de direção em uma das estações. Neste caso, pode-se fazer a regressão diretamente. No entanto, conforme ADDISON et al. (2000), esta condição generalizada é uma significativa fonte de erros que pode melhorar a precisão com o uso de técnicas de redes neurais. Embora possam melhorar a precisão de 5 a 12%, para BURTON et al. (2001) tais técnicas avançadas não são comumente utilizadas na prática da indústria.

3.3.4.2 Matriz MCP

Os dados de curto e longo prazo são classificados em uma matriz decomposta em faixas de velocidade e direção do vento. A variação dos elementos da matriz de longo prazo para a matriz de curto prazo, nos dados de referência, deve ser aplicada à matriz de dados locais. Todos os elementos de cada matriz devem estar preenchidos. No caso de matrizes com elementos vazios, devem ser completados utilizando funções polinomiais. Para que se possa aplicar tal método, deve haver uma alta correlação entre os dados existentes, que deve ser determinada para cada quadrante por meio do coeficiente R^2 .

3.3.4.3 Método do Índice Eólico

A partir dos dados de referência, calcula-se um índice (*Wind Index* ou *Energy Index*) que representa as variações da velocidade do vento ou da produção de energia para o local (MEASNET, 2009). Ao invés de se correlacionar os dados de vento da estação de referência com a local, o método determina o fator de correção para o curto prazo (TONG et al., 2010). De acordo com as recomendações da MEASNET, a mínima resolução temporal dos dados deve ser de 1 mês.

O método consiste na comparação da produção de energia durante o período de medições dos dados locais ao período total dos dados de referência. Nesta comparação, cria-se o índice eólico para corrigir a produção calculada para o longo prazo.

De acordo com THØGERSEN (2007), embora o método pareça um pouco bruto e primitivo, quando comparado com outros métodos de MCP, o índice eólico tem suas vantagens na estabilidade e desempenho pois depende mais dos dados locais do que dos dados de referência.

O índice eólico é um simples procedimento de cálculo que indica a inter e intra-anual variabilidade da energia eólica. O índice sugere a variabilidade da energia eólica para o curto prazo, o que auxilia em estimativas de produção de energia a longo prazo para usinas eólicas em projeto ou já em operação.

Para aplicação do método, deve-se ter para uma determinada localidade dados de referência de longo prazo. Com base nesses dados, determina-se o índice eólico mensal e, em seguida, o índice de produção de energia. A partir desses índices, calcula-se o índice de produção de energia corrigido para longo prazo. A determinação desses índices pode ser feita para um projeto de parque eólico ou uma usina já em operação.

Como o fator de correção é aplicado geralmente sobre a distribuição do vento nas medições, não há variação na direção e parâmetros de forma do vento (MEASNET, 2009).

Para TONG et al. (2010), a correlação é mais bem estabelecida utilizando médias mensais da velocidade do vento entre as estações. O autor salienta que o método tem a principal vantagem de não utilizar dados de direção, e assim, não altera a rosa-dos-ventos dos dados locais.

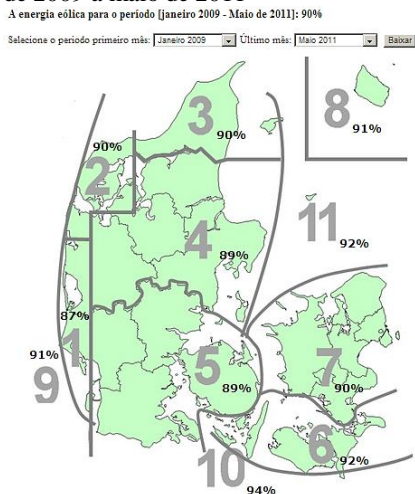
Logo, a utilização de dados de reanálise no método do índice eólico é apropriado, pois, em geral, os dados virtuais apresentam baixa resolução temporal e espacial. Frequentemente, utiliza-se nesta comparação dados de reanálise oriundos da NNRP, MERRA e CFSR, como apresentados na seção anterior. Para aplicação deste método, a relação entre os dados deve ser avaliada por meio do coeficiente de correlação.

Uma outra forma de enfoque do índice eólico tem sido utilizada com dados de geração elétrica de EOLs por diversos países. Nessa abordagem, calcula-se mensalmente um índice pela relação entre a geração do mês e a geração mensal estimada para o longo prazo. Na estimativa, fixa-se um período de maneira que se mostre representativo para as condições de longo prazo da região. Devido a elevada variabilidade espacial do vento, tal índice deve ser aplicado em distintas regiões para que o regime de ventos se apresente semelhante.

O índice eólico iniciou-se na Dinamarca desde 1979, baseado nos dados de produção de energia entre 1976 e 1978, definidos como período para o longo prazo em 100%. Com o passar dos anos, o índice foi sendo ajustado, como em 1990 que alterou a base de longo prazo para os anos entre 1979 e 1989 como 100% (VINDSTAT, 2013). Esse índice é calculado mensalmente pela EMD International A/S e disponível no endereço eletrônico: <http://www.vindstat.dk/>. Além disso, o mesmo índice também é disponibilizado pela Agência de Energia da Dinamarca.

A Figura 3.17, extraída do VINDSTAT (2013) e traduzida do dinamarquês para o português, ilustra como é apresentado o índice eólico na Dinamarca. O período escolhido foi de Janeiro de 2009 a Maio de 2011 (o mesmo dos dados utilizados da Usina Eólica Pedra do Sal, estudo de caso deste trabalho). Nota-se que o país é dividido em 11 regiões na qual cada uma apresenta um índice normalizado para o período seleccionado.

Figura 3.17 – Índice Eólico normalizado da Dinamarca entre o período de janeiro de 2009 a maio de 2011



Fonte: VINDSTAT (2013).

Após a criação do índice eólico na Dinamarca, diversos outros países da Europa passaram a copiar o modelo, como Alemanha, Portugal, Inglaterra, Holanda e Suécia. O índice eólico alemão (BDB-Index ou IWET index), por exemplo, é disponibilizado por um banco de dados fornecidos pelos operadores de parques eólicos da Alemanha. No caso de Portugal, o índice de eolicidade, chamado no país, é calculado trimestralmente pela empresa portuguesa Megajoule.

No Brasil, como em vários outros países, o índice eólico não está disponível. Embora o período de operação da maior parte das EOLs nacionais ainda é curto, já é possível instituir tal índice baseado na geração de energia elétrica das EOLs do PROINFA, pois estas já possuem um período representativo de operação. Uma outra opção que pode-se considerar também é pelo uso de dados de reanálise.

3.3.4.4 Método do Escalonamento na Distribuição da Velocidade do Vento

O método do escalonamento na distribuição na velocidade do vento é um método simples na qual aplica uma correção linear sobre os parâmetros de distribuição de frequência e Weibull (fator de forma e fator de escala) dos dados locais a partir dos dados de referência. O fator de correção é feito setorialmente por meio de uma comparação, que pode ser das seguintes maneiras (MEASNET, 2009):

- parâmetros de distribuição do vento dos dados locais com os dados de referência;
- parâmetros de distribuição do vento dos dados de referência do período de longo prazo e o período concorrente dos dados locais;
- análise comparativa da série temporal dos dados locais com os dados de referência.

Para que se possa aplicar o método, os dados de vento devem apresentar condições para que se possa descrever a velocidade do vento em função da distribuição de frequência de Weibull. Além disso, os dados devem ser em função do tempo com uma resolução temporal mínima de 6 horas (MEANSNET, 2009). Para aplicação deste método, a correlação setorial entre os dados deve ser alta e a correção deve ser pequena (THØGERSEN, 2007).

3.3.4.5 Outros Métodos

De acordo com a MEASNET (2009), outros métodos podem ser utilizados na extrapolação de longo prazo. Para isso, o método deve ser validado nas relações empíricas entre os dados locais com os dados de referência.

O método da Razão da Variância (*Ratio Variance*), desenvolvido por ROGERS et al. (2005), consiste na extrapolação de longo prazo pela razão entre o desvio padrão dos dados locais e o desvio padrão dos dados de referência.

Outros métodos conhecidos também empregados, principalmente em pesquisas, são as redes neurais artificiais e o método de Mortimer.

3.4 INCERTEZA

A estimativa da incerteza em um projeto eólico é de extrema importância para a caracterização dos riscos de produção da futura usina. A incerteza associada à estimativa de geração de uma usina representa o desvio padrão da média da PAE, que depende de diversos fatores, dentre os quais se podem citar: características do terreno (topografia, rugosidade e presença de obstáculos), características do regime de vento local, número de torres anemométricas e representatividade de cada uma sobre o projeto, quantidade e precisão dos sensores de medição, níveis de altura dos sensores, qualidade dos dados eólicos, estimativa de longo prazo, modelos de avaliação de recursos eólicos, estimativa da PAE.

De acordo com a norma IEC 61400-12-1 (2005), a incerteza global de uma usina eólica deve ser calculada pela soma dos quadrados das incertezas individuais e independentes, como mostra a seguinte expressão:

$$INCERTEZA\ GLOBAL = \sqrt{\sum (Incertezas\ Independentes)^2} \quad [3.32]$$

Para as incertezas dependentes entre si, devem-se somar suas componentes para estimar a incerteza individual.

As incertezas independentes podem ser relativas à velocidade do vento ou diretamente sobre a potência da usina. Em um projeto eólico, são incorporadas no cálculo da incerteza global as seguintes fontes de incerteza:

- Vento: precisão das medições, representatividade de longo prazo, correlação MCP e variabilidade do clima futuro (velocidade do vento);
- Modelo energético: extrapolação horizontal e vertical, perdas por esteiras (velocidade do vento);
- Geração: desvio e/ou depreciação da curva de potência, densidade do ar (potência);
- Perdas: disponibilidade do parque eólico, perdas elétricas (potência).

Para calcular a incerteza global de geração, deve-se conhecer a incerteza de geração oriunda de cada fonte. Enquanto algumas estimativas de incerteza são baseadas na velocidade do vento, outras se baseiam diretamente na geração do parque. Assim, de maneira geral, para as componentes que apresentam incerteza diferente da geração, um fator de sensibilidade deve ser aplicado para transferir tais incertezas ao resultado (MEASNET, 2009). Ainda de acordo com as recomendações da MEASNET, a estimativa de incerteza deve ser obrigatória em uma avaliação de potencial eólico, cujo cálculo deve considerar o guia para determinação de incerteza em medição (ISO/IEC, 1995) e a norma IEC 61400-12-1 (2005).

Em geral, um projeto eólico apresenta uma incerteza média associada a sua estimativa de potencial eólico em cerca de 10% para terrenos planos e de 20% a 30% para terrenos complexos (CUSTÓDIO 2009).

3.5 P50, P75 e P90

O valor do P50 baseia-se nos resultados da estimativa de PAE de uma usina eólica. O P50 representa uma previsão da potência média de geração da usina considerando uma probabilidade de 50% em exceder ou reduzir a PAE. Esta estimativa não leva em consideração as incertezas do projeto, pois a probabilidade em alcançar uma maior ou menor PAE é a mesma, em 50%. Desta forma, essa estimativa apresenta uma elevada incerteza. Assim, para conhecer os riscos de um projeto, a estimativa das incertezas de produção de uma EOL se torna indispensável. O P75 e o P90 representam a potência estimada com 75% e 90%, respectivamente, de chances de que a potência real se apresenta maior do que seu valor.

Estimativas para um determinado PXX são realizadas com base na distribuição estatística de Gauss (distribuição normal). A fórmula seguinte apresenta o cálculo de um PXX qualquer:

$$PXX = P50. [1 + z(100\% - XX\%). Incerteza] \quad [3.33]$$

sendo $z(XX\%)$ o desvio relativo para uma probabilidade gaussiana unicaudal de $XX\%$.

O PXX representa a potência da usina com probabilidade de $XX\%$ em exceder seu valor. Os cálculos do P90 e P75 estão indicados nas equações abaixo:

$$P90 = P50. (1 - 1,28. Incerteza) \quad [3.34]$$

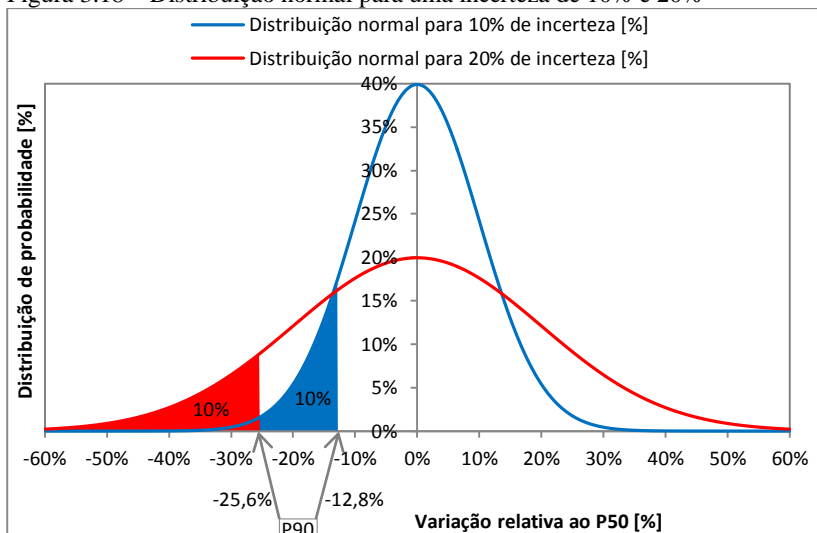
$$P75 = P50. (1 - 0,67. Incerteza) \quad [3.35]$$

Frequentemente, parques eólicos geram abaixo do valor previsto em projeto. Assim, para reduzir os elevados riscos de geração de uma EOL, os bancos em diversos países têm adotado o P90 ou o P75 como índice de referência para financiamentos de usinas eólicas. No Brasil, a avaliação de riscos utilizada pelos bancos tem sido o P90 como referência de produção de um parque eólico. Além dos bancos, estes riscos são importantes para os investidores do projeto e para o governo, este último referente ao planejamento energético e operação do SIN.

No caso da garantia física (apresentada no capítulo seguinte) exigida como declaração do empreendedor junto ao governo, até 2012 o índice tinha sido baseado no P50. Mas, em 2013 nos leilões de Reserva e A-3, o governo passou a adotar o mesmo índice utilizado pelos bancos, o P90, como valor para cálculo durante o processo de declaração de garantia física.

Para ilustrar o P90, o gráfico seguinte (Figura 3.18) apresenta a distribuição normal para duas incertezas, 10% e 20%. Nota-se que enquanto para 10% de incerteza o P90 se reduz para 81,2% do P50, para 20% de incerteza o P90 se reduz para 74,4% do P50. Desta forma, evidencia-se a grande importância em adotar medidas mitigatórias para a redução de incertezas de um projeto eólico.

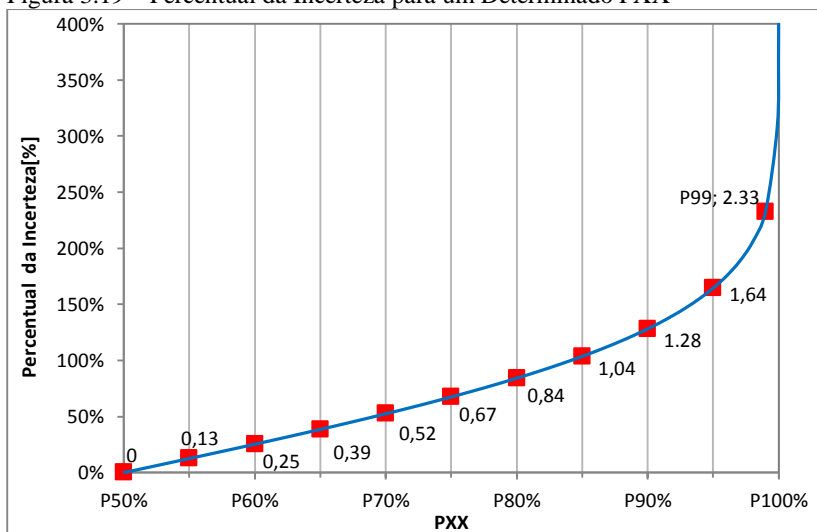
Figura 3.18 – Distribuição normal para uma incerteza de 10% e 20%



Fonte: Elaboração própria.

Abaixo, a Figura 3.19 apresenta o percentual de incerteza que reduz o valor do P50 para um PXX.

Figura 3.19 – Percentual da Incerteza para um Determinado PXX

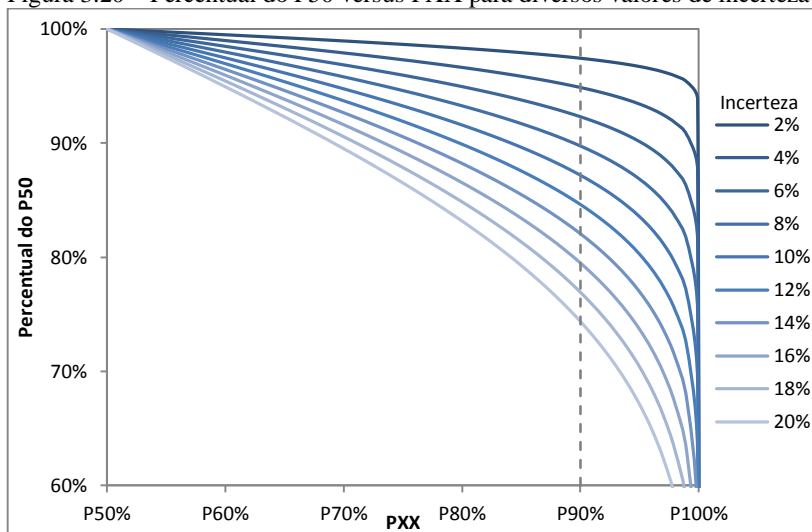


Fonte: Elaboração própria.

Nota-se uma relação praticamente linear até o P90, sendo que o P85 é o índice que reduz o P50 praticamente na mesma proporção da incerteza (1,04).

O gráfico, a seguir, mostra o impacto de várias incertezas na redução do P50, evidenciando a relação quase linear para P90. Observa-se que a variação percentual do P50 é mais sensível para baixas incertezas.

Figura 3.20 – Percentual do P50 versus PXX para diversos valores de incerteza



Fonte: Elaboração própria.

Assim, quanto maior a redução das incertezas de um projeto eólico, mais próximo do P50 pode-se chegar para um PXX. Observa-se que a partir do P85, na qual apresentam um desvio relativo maior do que 1, a taxa de redução do P50 é sempre maior do que a taxa de aumento da incerteza.

Como já descrito na seção anterior, as incertezas do projeto dependerão de diversas variáveis. Uma maneira para se reduzir os riscos de um projeto eólico se dá na mitigação dessas incertezas. Para reduzir o risco financeiro de uma EOL, deve-se dar atenção aos contratos de operação e manutenção (garantias de disponibilidade) assim como as garantias de performance da EOL com relação à torre de medições (KLUG e STRACK 2006). No caso da análise de performance, deve-se seguir a norma IEC 61400-12-1 (2005) para verificação e comparação da curva de potência real com a teórica garantida pelo fabricante.

3.6 GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

3.6.1 Energia Prevista versus Energia Real Produzida

Frequentemente, pesquisas comparam a previsão de geração de uma usina com sua real produção. Deve-se lembrar de que a variabilidade interanual do vento pode fazer com que estudos, baseados em um pequeno período de geração, apresentem erros que conduzam a falsas conclusões. Para isto, deve-se ajustar a geração de parques eólicos para estimativas de longo prazo.

SPENGEMANN e BORGET (2008) revisam a geração de cerca de 100 usinas eólicas em operação na Alemanha, corrigindo o resultado para longo prazo pelo índice eólico alemão BDB-Index. No estudo, os autores comparam essa geração corrigida com a energia prevista, concluindo que a estimativa desses parques eólicos foi prevista de maneira adequada com a real produção.

BOCCARD (2009), no entanto, revela uma tendência na superestimativa do FC projetado para o real em parques eólicos na Europa. O autor indica que o FC real medido nas EOLs da Europa em cinco anos, entre 2003 e 2007, foi abaixo de 21%, sendo que nas últimas duas décadas o FC tem sido assumido com valores entre 30 a 35%. Nestas condições, Boccard afirma que o custo privado tem sido maior em dois terços e a redução de emissão de carbono tem sido menor em 40% do esperado em projeto. Mesmo aplicando o índice de Oscilação do Atlântico Norte corrido pelo índice eólico dinamarquês para extrapolar o FC de cada país para longo prazo, a correção aumenta somente de 20,8 para 22,5%.

SCHORER e LEVÉE (2010) compararam a energia prevista com a real produção de 190 EOLs localizadas na Alemanha (150), França (39) e Croácia (1). O estudo corrigiu a produção de energia atual para o longo prazo, baseando-se no índice eólico alemão (BDB-Index) para as usinas da Alemanha, e em dados de estações e reanálise, como MERRA, para as usinas da França e Croácia. A pesquisa mostra que a real produção de todos os parques eólicos foi 8% abaixo do previsto em projeto.

Embora sob a ótica estatística, 25% das usinas deveriam gerar abaixo do P75 e 10% das usinas deveriam gerar abaixo do P90, os autores mostram que geração, no entanto, tem se mostrado diferente. Com a correção de longo, 47% das usinas irão gerar abaixo do valor do P75. Para o P90, no entanto, o índice chegou a somente 7%.

Assim, para melhorar a qualidade e precisão da avaliação de rendimento energético os autores indicam a necessidade de se fazer uma

revisão do método de previsão de geração de energia em comparação com a real produção energética.

3.6.2 Regras Nacionais para Determinação da Garantia Física

A garantia física de energia Corresponde ao montante de energia que a usina pode comprometer em seus contratos de venda e/ou consumo próprio (CCEE 2013b). De acordo com o inciso 2º do Art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, do parágrafo:

A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

De acordo com a “metodologia de cálculo da garantia física das usinas” da EPE (2008), a determinação da garantia física de energia associada a uma usina eólica deve ser realizada com base em uma avaliação do potencial de energia eólica. Este estudo, por sua vez, deve utilizar dados oriundos de sensores de velocidade, direção, pressão e temperatura, instalados em torres anemométricas. A instalação da torre e de seus equipamentos, bem como da qualidade dos dados, devem seguir normas e procedimentos estabelecidos pelo governo, baseadas em regras e recomendações definidas pela MEASNET e IEC.

Diferentemente das hidrelétricas, cujo potencial pode ser estimado com base em simulações estocásticas de geração integradas ao sistema interligado hidrotérmico nacional (utilizando o Modelo NEWAVE), a estimativa de geração eólica de uma usina deve se basear nos dados oriundos de uma campanha de medições no local do empreendimento.

No caso das EOLs, os estudos energéticos devem se basear na certificação de produção de energia. De acordo com as “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica”, da EPE (2012c):

A Produção Certificada Mensal deverá considerar as condições meteorológicas locais, a densidade do ar, a degradação das pás e as perdas aerodinâmicas

do próprio parque e dos parques vizinhos (efeito esteira e turbulência). Este valor de Produção Certificada em MWh servirá de base para o cálculo da Garantia Física (...).⁵

Desta forma, a garantia física deverá ser calculada da seguinte maneira:

$$GF = \frac{[P_{certificada} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta p]}{8760} \quad [3.36]$$

sendo: GF = Garantia Física de Energia, em MW médio; $P_{certificada}$ = produção anual de energia certificada, em MWh, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia; $TEIF$ = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada; IP = Indisponibilidade Programada; Δp = Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão da Usina Eólica com o Sistema Elétrico, em MWh; e 8760 = número de horas por ano.” (NR)

Anteriormente, a garantia física (GF) de uma usina eólica, com base no P50, deveria ser calculada pela seguinte expressão, como previa a Portaria MME Nº 258, de 28 de julho de 2008.

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad [3.37]$$

onde E_m consiste no compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês “m” e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica.

No PROINFA, assim como em todos os leilões de energia realizados até 2012, o valor exigido pelo governo como declaração de energia assegurada dos projetos foi com base na estimativa de PAE usando o cálculo do P50. Em 2013, no entanto, o governo passou a adotar outra metodologia para o cálculo da garantia física dos leilões. De acordo com a Portaria do Ministério de Minas e Energia – MME nº 21, de 18 de janeiro de 2008 a garantia física dos empreendimentos eólicos em Leilões

⁵ EPE. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos leilões de Energia Elétrica. 2008.

de Energia de Reserva deverá ser declarada de acordo com Art. 2º da Portaria MME Nº 132, de 25 de abril de 2013, que estabelece:

Art. 10. Nos Leilões de Energia de Reserva de que trata o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, a garantia física de energia dos empreendimentos eólicos será definida, nos termos da Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008, considerando o valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, denominada P90, para um período de variabilidade futuro de vinte anos, conforme instruções disponíveis no sítio da EPE na internet, www.epe.gov.br.⁶

Assim, a garantia física, por sua vez, deverá ser calculada de acordo com a Portaria MME Nº 258, de 28 de julho de 2008. Tal portaria foi alterada pela Portaria MME Nº 131, de 25 de abril de 2013, onde define a fórmula de cálculo da garantia física de usinas eólicas contratadas para os Leilões de Energia de Reserva:

$$GF = \frac{[P90_{ac} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta p]}{8760} \quad [3.38]$$

sendo: $P90_{ac}$ = produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia.

Da mesma maneira que nos Leilões de Energia de Reserva, o Art. 17º da Portaria MME Nº 226, de 5 de julho de 2013, a garantia física dos leilões de energia nova e fontes alternativas deverão ser calculadas com base no P90:

Art. 17. Nos Leilões de Energia Nova e de Fontes Alternativas, de que trata o art. 19, § 1º incisos I e III, do Decreto no 5.163, de 2004, a garantia física de energia dos empreendimentos eólicos de que trata o art. 2º, §§ 6º e 7º -A, da Lei no 10.848, de 2004, será definida nos termos da Portaria MME no 258, de 28 de julho de 2008, considerando o valor de energia anual com uma probabilidade de

⁶BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Portaria Nº 132, de 25 de abril de 2013.

ocorrência igual ou superior a noventa por cento, denominada P90, para período de variabilidade futuro de vinte anos, conforme instruções disponíveis no sítio da EPE na internet, no sítio www.epe.gov.br.⁷

Embora seja possível realizar a aplicação do MCP com um ano de dados, a partir de 2013, a Resolução Normativa da ANEEL nº 391 e os requisitos para cadastro em leilão pela EPE (2012b) exigem um período de certificação com pelo menos 3 anos de medições.

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 (ANEEL 2004), o processo de apuração da comercialização da energia elétrica, definido entre os agentes da CCEE, é realizado pela contabilização de energia, na qual mede a produção efetiva da usina em intervalos temporais definidos. O agente está sujeito à penalização, a ser estabelecida e aplicada pela ANEEL, caso a produção verificada seja menor que os valores declarados pelo agente.

Finalmente a Resolução Normativa nº 566 da ANEEL, de 16 de Julho de 2013, estabelece critérios para o cálculo da Garantia Física apurada (GF_a) de usina eólica conectada ao SIN, cuja garantia física tenha sido estabelecida em legislação específica. A CCEE, por sua vez, deverá proceder ao cálculo da GF_a :

$$GF_a = GF \cdot FID \quad [3.39]$$

sendo o FID o Fator de Disponibilidade de Geração, que será calculado e publicado pela CCEE até 31 de agosto de cada ano.

O cálculo do FID é estabelecido de acordo com a seguinte fórmula:

$$FID = \frac{12}{8760} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{m=12} E_{ger_i}}{m \cdot GF} \quad [3.40]$$

sendo E_{ger_i} o montante de energia gerada referenciado ao ponto de conexão, em MWh, e registrado na CCEE.

O FID deverá ser calculado para um número mínimo m de 60 registros, considerando ciclos de 12 meses de 1º de julho a 30 de junho. No caso do FID da usina for maior que 90% para os dois primeiros cálculos ou a 95% a partir do terceiro cálculo, a GF_a deverá ser igual a GF .

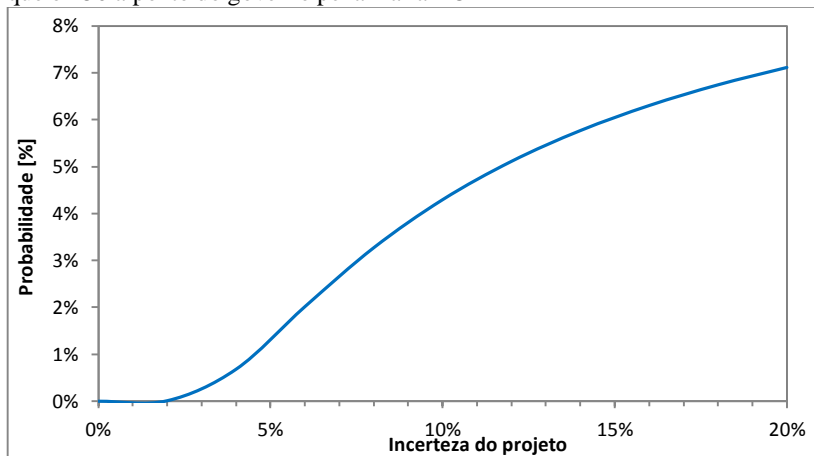
⁷ BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Portaria MME Nº 226, de 5 de julho de 2013.

Assim, observa-se que a ANEEL estabelece à CCEE o recálculo da GF_a a partir da EEF e GF de uma EOL, penalizando-a caso descumprimento da geração para 10% abaixo de sua GF até o 10º ano ou mais e 5% até o 15º ano ou mais.

Considerando uma incerteza média comum de 10% para uma EOL, o P90 resultaria em cerca de 87% do P50. Nestas circunstâncias, tal metodologia penalizaria empreendimentos somente quando a geração após cinco anos de operação for menos que aproximadamente 78% do P50, o que representaria um P98, valor conservador e sem riscos para o governo na operação do sistema e planejamento do governo.

A curva apresentada no gráfico a seguir indica a probabilidade para que geração real, após 15 anos ou mais, seja menor do que o P50 a ponto de o governo penalizar a EOL, recalculando sua GF. Foi considerado o P90 como garantia física baseada em 20 anos de operação. Embora a probabilidade para 15 anos não seja igual para 20 anos, a diferença é pequena. Nota-se a dependência da incerteza na probabilidade final.

Figura 3.21 – Probabilidade para que a geração real, após 15 anos, seja menor do que o P50 a ponto do governo penalizar a EOL



Fonte: Elaboração própria.

Desta forma, percebe-se o elevado conservadorismo do governo perante a geração elétrica de uma EOL. Por outro lado, caso o FID seja maior que 100%, o que pode ser muito provável por ter sido baseada em um P90, a garantia física não é ajustada. Recorda-se de que a probabilidade para que isto ocorra, ou seja, a geração eólica seja maior que sua GF, é de 90% para 20 anos de operação.

4. CARACTERIZAÇÃO DOS PARQUES E DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE

A pesquisa se baseia em um estudo de caso de dois parques eólicos em operação na região nordeste do Brasil: Usina Eólica de Beberibe – UE BB e Usina Eólica Pedra do Sal – UE PS.

A empresa Tractebel Energia S/A, do grupo GFD SUEZ, proprietária das usinas do estudo, forneceu, para ambos os parques eólicos, dados de geração elétrica e velocidade média a cada 10 minutos para cada aerogerador. Os valores de velocidade média foram obtidos a partir de dados medidos nos anemômetros instalados sobre a nacelle de cada aerogerador.

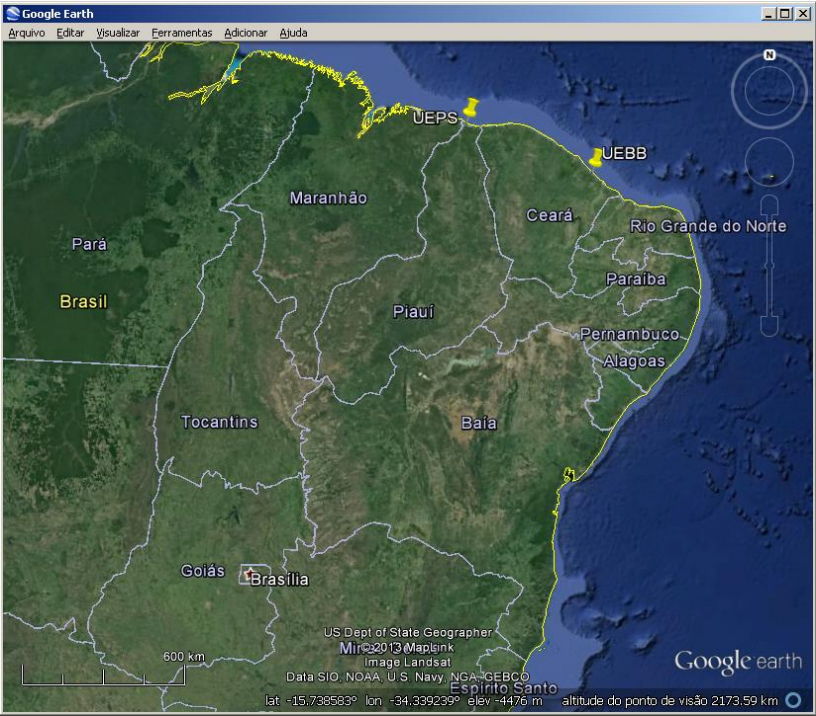
4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS DOIS PARQUES ESTUDADOS

A UE BB, em operação desde Abril de 2009, está localizada no município de Beberibe, estado do Ceará. Com uma potência outorgada e fiscalizada de 25,6 MW, possui 32 aerogeradores de 800 kW de potência cada. A GF (Garantia Física de Energia, ver seção 3.6.2) da usina é de 7,90 MW, que representa um $FC_{garantido}$ de 30,9%.

A UE PS, em operação desde Dezembro de 2008, localiza-se no município de Parnaíba, estado do Piauí. Com uma potência outorgada e fiscalizada de 18 MW, possui 20 aerogeradores de 900 kW de potência cada. A GF da usina é de 7,81 MW, que representa um $FC_{garantido}$ de 43,4%.

A Figura 4.1, a seguir, apresenta a vista de satélite contendo a localização das usinas eólicas estudadas. Em seguida, a Tabela 4.1 indica as principais características da UE BB e UE PS.

Figura 4.1 – Vista de satélite da localização dos parques eólicos de Beberibe e Pedra do Sal



Fonte: Google Earth™ (2013).

Tabela 4.1 – Características gerais da UEBB e UEPS

| Usina | UEBB | UEPS |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Proprietário | Tractebel Energia S/A | |
| Localização | Beberibe – CE | Parnaíba – PI |
| Coordenadas UTM* | 602.333E / 9.536.306N | 198.797E / 9.687.048N |
| Coordenadas Geográficas** | 04°11'40"S / 38°04'41"W | 02°49'41"S / 41°42'33"W |
| Altitude Média [m] | 42 | 3 |
| Início de Operação | 11/09/2008 | 30/12/2008 |
| Nº de Aerogeradores | 32 | 20 |
| Potência Instalada [MW] | 25,6 | 18,0*** |
| GF [MW] | 7,90 | 7,81 |
| FC Assegurado (%) | 30,9 | 43,4 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados da Tractebel (2011), Google Earth™ (2012) e ANEEL (2013).

*SIRGAS 2000 / Zona 24M

**SIRGAS 2000

***Operações em carga parcial com 15,3 MW até fevereiro de 2009.

Nota-se na imagem apresentada uma grande proximidade com o mar para ambas as EOLs. A distância aproximada entre as usinas é de 431 km. Além disso, com base na figura e nas coordenadas geográficas apresentadas, percebe-se que ambas as usinas estão localizadas na ZCIT com um clima equatorial ($<5^\circ$ de latitude) com o predomínio de vento alísios. Infere-se, portanto, que a direção predominante do vento nessas regiões encontra-se entre o sudeste e leste. A imagens a seguir, Figura 4.2, extraída do programa Google Earth™, apresenta a vista aérea da UEBB. Nota-se uma proximidade da usina com o mar, a cerca de 1 km

Figura 4.2 – Vista de satélite em 2010 da UEBB

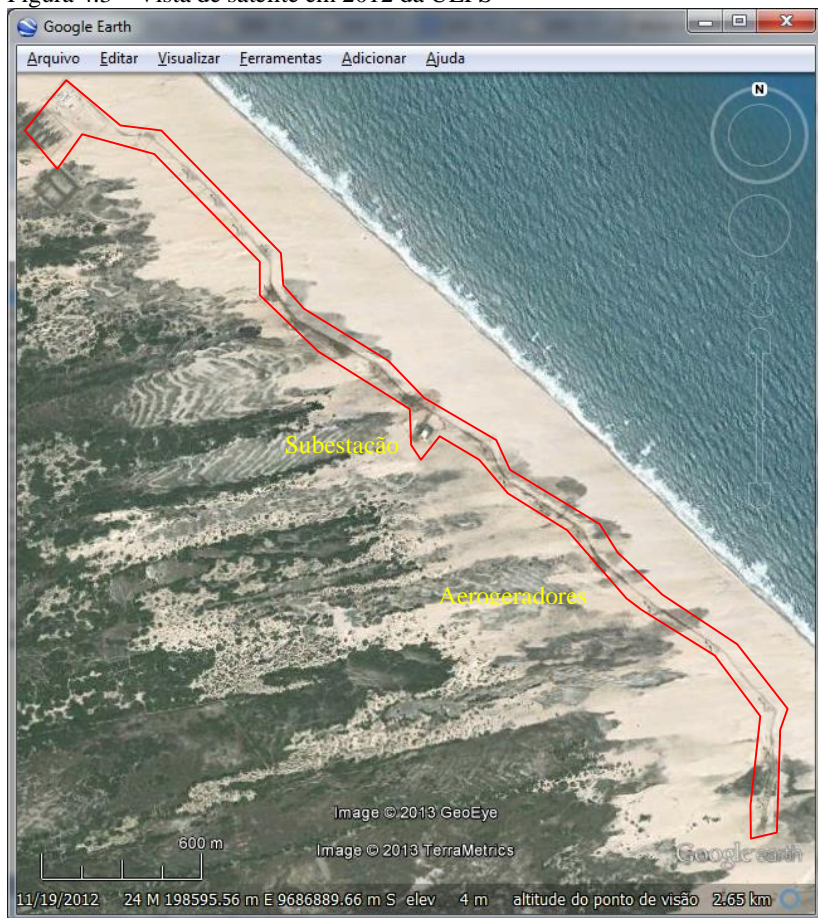


Fonte: Google Earth™ (2013).

Observa-se na imagem da UEBB de que a orientação das dunas sugere um vento predominante entre as direções de leste a sudeste para a localidade. O arranjo dos aerogeradores, no entanto, está voltado na direção noroeste-sudeste, mais apropriado para um vento de nordeste.

A Figura 4.3, novamente retirada do programa Google Earth™, apresenta a vista aérea da UEPS.

Figura 4.3 – Vista de satélite em 2012 da UEPS



Fonte: Google Earth™ (2013).

No caso da UEPS, pode-se ver que a orientação das dunas sugere um vento predominante entre leste a nordeste para a localidade. Assim, o

arranjo dos aerogeradores se mostra adequado às condições de vento da região, pois está posicionado na direção noroeste-sudeste.

Observa-se que a rugosidade do terreno no entorno de ambas as usinas eólicas é pequena, pois estas estão próximas do mar e das dunas, de onde surge o vento predominante. Foi verificado também que o terreno dos parques eólicos apresentam uma orografia de baixa complexidade, com pequenas oscilações na altitude entre os aerogeradores. Neste parque eólico, a altitude média na altura do eixo do rotor é de 58 metros, pois a altura do aerogerador instalado é de 55 metros.

A Figura 4.4 apresenta uma imagem da UEPS em operação, na qual percebe-se a alta proximidade do parque com o mar, a cerca de 300 metros.

Figura 4.4 – Vista aérea da UEPS em operação



Fonte: Tractebel (2011).

No caso da UEBB, o capítulo anterior já apresentou uma imagem da usina em operação.

Os aerogeradores dos parques em estudo foram fabricados pela empresa Wobben Windpower Indústria e Comercio Ltda, representante da empresa alemã ENERCON GmbH no Brasil.

O aerogerador em operação na UEBB é o modelo E-48 – rotor de 48 metros de diâmetro e 800 kW de potência nominal. Como a altura do aerogerador instalado é de 75 metros, a altitude média na altura do eixo do rotor é de 117 metros.

Para a UEPS, o modelo da turbina eólica em operação é o E-44 – rotor de diâmetro de 44 metros e 900 kW de potência nominal. Ambos os modelos de aerogeradores da UEBB e UEPS são da família de aerogeradores E-40, turbinas eólicas de médio porte com cerca de 6.500 unidades instaladas em 35 países (WOBBEN 2013).

A fiscalização da produção de energia elétrica é feita mensalmente pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) da ANEEL. Por meio do acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica, observa-se que a UEBB entrou em operação em Setembro de 2008 e a UEPS entrou parcialmente, com 15,3 MW em dezembro de 2008, e o restante em 3 aerogeradores somando 2,7 MW, foi despachado a partir de março de 2009.

A Tabela 4.2 mostra as especificações técnicas dos aerogeradores de cada usina, sendo que o Apêndice A indica a localização deles (coordenadas UTM SIRGAS 2000, Zona 24M).

Tabela 4.2 – Especificações Técnicas dos Modelos dos Aerogeradores da UEBB e da UEPS

| Usina Eólica | UEBB | UEPS |
|---|---------------------------|------------|
| Fabricante | Wobben Windpower | |
| | Indústria e Comercio Ltda | |
| Modelo | E-48 | E-44 |
| Potência Nominal [kW] – P_n | 800 | 900 |
| Diâmetro do Rotor [m] | 48 | 44 |
| Capacidade Específica [W/m²] | 442 | 592 |
| Altura do Eixo do Rotor [m] | 75 | 55 |
| Tipo da Torre | Tubular de aço / cônica | |
| Tipo do Rotor | Upwind | Upwind |
| Sentido de Rotação do Rotor | Horário | Horário |
| Número de Pás | 3 | |
| Comprimento da Pá [m] | 22,8 | 20 |
| Área Varrida pelas Pás [m²] | 1810 | 1520 |
| Velocidade do Rotor [rpm] | 16 – 31 | 16 – 34,5 |
| Material das Pás | Fibra de Vidro e Epóxi | |
| Tensão do Gerador [V] | 400 | |
| Frequência da rede [Hz] | 50/60 | |
| Velocidade Início de Produção* [m/s] – v_{cut-in} | 2,5 | 3 |
| Velocidade Potência Nominal* [m/s] – v_n | 13 | 15,5 |
| Velocidade Corte de Produção* [m/s] – $v_{cut-out}$ | 25 | |
| Classe do Vento | IEC IIA | IEC S e IA |

Fonte: Elaboração própria. Dados da Wobben (2013).

*Para massa específica padrão do ar em 1,225 kg/m³.

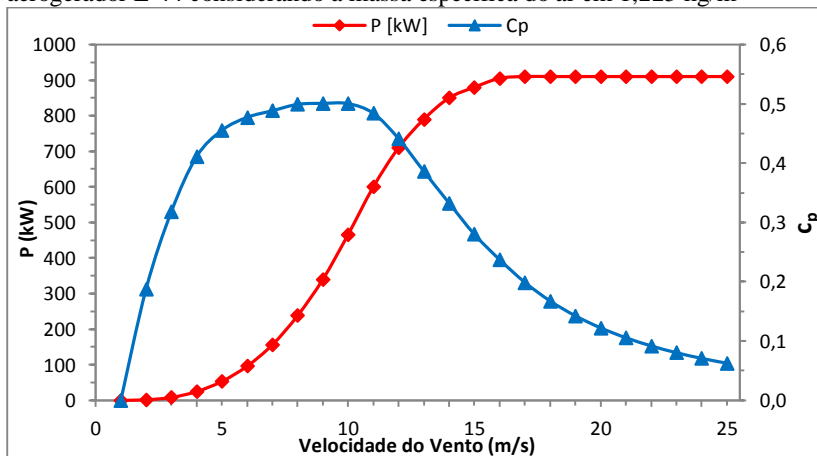
Outras configurações de altura podem ser encontradas em ambos aerogeradores. O E-48 também está disponível na altura de 50, 55, 60 e 76 metros. O E-44 pode ser instalado também para alturas de 45 e 55 metros.

Para ambas as usinas, a conversão da energia mecânica em energia elétrica é realizada por meio de um gerador acoplado diretamente ao rotor (sem o uso de caixa de engrenagens) do tipo síncrono multipolos.

O controle de potência dos aerogeradores é realizado pelo ajuste do ângulo de passo das pás. Com um sistema elétrico de acionamento instalado em cada pá, o ajuste é feito de modo sincronizado, com suprimento reserva de energia para emergências. O sistema de frenagem é realizado por três sistemas independentes: controle das pás pelo ângulo de passo, freio de rotor e trava de rotor para serviço e manutenção. O sistema Yaw realiza o controle de orientação do aerogerador, ativo por engrenagens com amortecimento dependente da carga (WOBBEN 2013). O sistema supervisório (Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA) é o sistema de monitoramento e controle dos parques eólicos.

A curva de potência do aerogerador E-48 já foi apresentada no capítulo anterior. Para o aerogerador E-44 (ver Figura 4.6, aerogerador em operação), a curva de potência está no gráfico da Figura 4.5. O Anexo A contém os dados fornecidos pela Tractebel (2011), referente às curvas de potência P e C_p do E-48 e E-44, e utilizados neste trabalho.

Figura 4.5 – Curva de potência P e C_p em função da velocidade do vento para o aerogerador E-44 considerando a massa específica do ar em $1,225 \text{ kg/m}^3$



Fonte: Elaboração própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Figura 4.6 – Aerogerador E-44 em operação na UEPS



Fonte: Tractebel (2011).

A transformação de tensão é feita em duas etapas: na subestação unitária e na subestação principal do parque. A subestação unitária (ver Figura 4.7: estrutura à esquerda do aerogerador), que está instalada ao lado de cada aerogerador, converte para 13,8 kV a tensão proveniente da turbina, de 400 V para ambas usinas.

Figura 4.7 – Subestação unitária e a vista inferior de um aerogerador da UEBB



Fonte: Autor (2010).

Em seguida, a energia é conduzida por cabos subterrâneos até a subestação principal do parque, cuja tensão é elevada para 69 kV em ambos os parques. Por fim, a energia elétrica é injetada no SIN. Por uma linha de transmissão principal de 26 km com mais um sistema de suporte de 17 km, a energia da UEBB é entregue à subestação de energia – SE Cascavel (Cascavel/CE). Na UEPS, a energia é entregue à SE Parnaíba (Parnaíba/PI), por uma linha de transmissão de circuito simples de 24,5 km (TRACTEBEL, 2013).

Figura 4.8 – Subestação da UEBB



Fonte: Autor (2010).

A Companhia Energética do Ceará – COLCE e a Eletrobrás Distribuição Piauí (antiga Companhia Energética do Piauí – CEPISA) são as clientes da energia gerada pela UEBB e UEPS, respectivamente. Essa venda de energia é contabilizada pela Proinfa/Eletrobrás mensalmente via CCEE. Em maio de 2013 o preço da energia comercializada foi de R\$331,45/MWh para a UEBB e R\$333,65/MWh para a UEPS (Eletrobrás, 2013).

4.2 DADOS DE GERAÇÃO E VELOCIDADE DO VENTO

4.2.1 Descrição

Os dados de geração e velocidade foram extraídos do sistema SCADA, concedidos pela empresa proprietária das usinas deste estudo.

Figura 4.9 – Esquema de monitoramento da geração das usinas eólicas deste estudo de caso



Fonte: Wobben (2013).

Para ambas as usinas eólicas, o período de análise foi do início de operação até maio de 2011. O tipo de dado gerado foi determinado no formato do programa Excel (xlm) em intervalos de 10 minutos para cada aerogerador.

O período de dados de geração elétrica disponibilizados para o parque de Beberibe foi de 01 de setembro de 2008 (início de operação) a 31 de maio de 2011. No caso do parque eólico de Parnaíba, o período de dados foi de 23 de dezembro de 2008 (início de operação) a 31 de maio de 2011.

Os dados de geração, potência média e velocidade média foram fornecidos para cada aerogerador, em intervalos de 10 minutos. Segundo a empresa fornecedora dos dados, o desvio padrão não é possível de ser extraído. Assim, para cada intervalo foram extraídos somente valores médios.

A Tabela 4.3 ilustra a planilha com os dois primeiros dados, para setembro de 2010 para a UEBB.

Tabela 4.3 – Dados gerados pelas UEBB

| WEC | Text27 | Serial No | Data | Hora | Vento médio m/s | Pot. média kW | Geração kWh |
|-----|--------|-----------|------------|-------|--------------------|------------------|----------------|
| 1 | PDS1 | 450251 | 01/09/2010 | 00:00 | 13,4 | 761 | 126,83 |
| | | | | 00:10 | 13,5 | 809 | 134,83 |
| . | . | . | . | . | . | . | . |
| . | . | . | . | . | . | . | . |
| . | . | . | . | . | . | . | . |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Os dados medidos de potência e geração não levam em consideração as perdas elétricas na rede interna, nas duas etapas de conversão de tensão (trafos 400V-13,8kV e 13,8kV-69kV) e na linha de transmissão.

Os dados de velocidade média e direção do vento são medidos na nacele de cada aerogerador por um anemômetro ultrassônico 2D da marca Thies. Esse sensor mede a direção e a velocidade do vento em duas componentes, neste caso medidas no plano horizontal. Sua faixa de medições ficam em 0 a 60 m/s para a velocidade do vento e 0 a 360° para a direção do vento. Para velocidades menores ou iguais a 5 m/s possui uma baixa incerteza de medição, com valor em até $\pm 0,1$ m/s. Para valores superiores, a incerteza torna-se ainda menor, cerca de 2% sobre o valor da velocidade medida. O Anexo B mostra a especificação técnica do anemômetro utilizado em ambos os parques eólicos.

Embora o anemômetro ultrassônico meça a velocidade e direção do vento, somente os dados de velocidade média são armazenados. Os dados de direção, utilizados para orientar cada aerogerador em tempo real, não ficam registrados nos dados históricos do sistema.

Observa-se que a velocidade medida possui efeitos aerodinâmicos indesejáveis provenientes das pás do próprio aerogerador. Esses efeitos acabam por afetar os dados de vento medido no anemômetro, que na maior parte do tempo irá subestimar a velocidade real do vento a montante do aerogerador. Além disso, estes sensores sobre a nacele dos aerogeradores também sofrem efeito de esteira causados pelos aerogeradores vizinhos.

A Figura 4.10 apresenta a vista posterior do rotor de um dos aerogeradores da UEBB, indicando o anemômetro instalado em sua nacele.

Figura 4.10 – Vista posterior do rotor de um aerogerador da UEBB



Fonte: Autor (2010).

Nota-se a presença de *spoilers* nas bases das pás. Tais equipamentos, que foram desenvolvidos da tecnologia aeronáutica, aumentam o desempenho na geração eólica e reduzem a sensibilidade à turbulências e rajadas (WOBEN 2013).

É possível escolher uma variável que representa o ângulo da orientação do aerogerador. Entretanto, cada aerogerador possui um ângulo de referência distinto cujo valor pode ser alterado em manutenções.

4.2.2 Filtragem e Taxa de Cobertura dos Dados

Para a UEBB, todos os meses foram considerados, ou seja, de setembro de 2008 a maio de 2011, em um total de 33 meses. Para a UEPS, no entanto, o primeiro mês de operação durou somente 2 dias e, por esta razão, a análise dos dados foi realizada a partir do mês de janeiro de 2008 até maio de 2011, totalizando 29 meses de dados. Observa-se que a UEPS permaneceu em operação com carga parcial até fevereiro de 2009.

Períodos não múltiplos de 10 minutos assim como dados duplicados, incoerentes ou descontínuos foram removidos. Quanto à amplitude dos dados, não foi verificada nenhuma falha, como um valor discrepante ou negativo, para a velocidade do vento e geração da usina. O Apêndice B apresenta a relação dos dados filtrados para cada usina.

4.2.3 Cálculo dos Valores Médios

A potência média do parque eólico durante cada intervalo de 10 minutos foi calculada pela seguinte equação:

$$\bar{P}_{parque,j} = \sum_{i=1}^N P_{i,j} \quad [4.1]$$

onde N representa o número de aerogeradores. Durante cada intervalo de 10 minutos, o aerogerador que apresentar a geração maior do que zero, é contado como aerogerador ativo.

A velocidade média do parque eólico durante um intervalo de 10 minutos:

$$v_{parque,j} = \frac{\sum_{i=1}^N v_{i,j}}{N - x} \quad [4.2]$$

onde $v_{i,j}$ é a velocidade média de um aerogerador qualquer do parque em um instante de 10 minutos, e x é a quantidade de aerogeradores na qual $v_{i,j} = 0$.

Para os intervalos em que a velocidade foi nula, os valores da série não foram contabilizados, pois, embora haja momentos de calmaria, a maior parte desses dados se refere a falhas de comunicação ou períodos de indisponibilidade em todos os aerogeradores. Observou-se também que, para esses mesmos intervalos, a potência e a geração foram nulas.

Assim, para um intervalo de tempo t , a velocidade e a potência média do parque foram calculadas da seguinte maneira:

$$\bar{v}_{parque}(t) = \frac{\sum_{j=1}^n v_{parque,j}}{n} \quad [4.3]$$

$$\bar{P}_{parque}(t) = \frac{\sum_{j=1}^n P_{parque,j}}{n} \quad [4.4]$$

na qual n representa a quantidade de medições de 10 minutos do intervalo de tempo $t = 10 \cdot n$ minutos.

4.2.4 Curva de Potência do Parque

A análise de desempenho de um aerogerador de um parque eólico se dá por meio da medição de sua curva de potência. Tal análise se faz necessária para comparar com a curva de potência teórica informada pelo fabricante em contrato.

Este trabalho propõe-se a avaliar a curva de potência real do parque e compará-la com a curva teórica fornecida pelo fabricante. Para o presente trabalho, a Tractebel forneceu as curvas de potência teórica para ambos os parques eólicos do estudo de caso. De maneira a ajustar a curva para as condições climáticas das usinas eólicas, foi realizada uma correção para a massa específica do ar local, utilizando dados das estações do INMET. Com o levantamento das curvas de potência, foram verificadas possíveis correções entre as curvas teórica e real. Tais distorções podem ser decorrentes de diversos fatores, dentre os quais se podem citar variações do comportamento estatístico do vento (turbulência, rajadas, gradiente de velocidade da camada limite entre outros), degradação das pás, acúmulo de sujeira, desalinhamento ou falha do sensor de medição, ou erros de projeto/instalação.

Os procedimentos para avaliação de desempenho de aerogeradores de eixo horizontal são definidos pelas normas IEC 61400-12-1 (2005) e 61400-12-2 (2013). A primeira especifica um procedimento para medição das características de desempenho da curva de potência de uma única turbina de grande ou pequeno porte conectada à rede elétrica. No caso da segunda, a norma é muito semelhante à IEC 61400-12-1, diferindo, principalmente, por se basear em anemômetros instalados na nacele de aerogeradores, ao invés de torres de medições. Tal especificação é destinada para casos que não se pode aplicar a norma IEC 61400-12-1.

A norma IEC 61400-12-3 seria dedicada à avaliação da curva de potência de parques eólicos. Entretanto, tal norma, que teve seu início em 2009, foi desativada.

A curva do parque pode ser utilizada ainda para outras aplicações do parque, como previsões de geração de curto, médio ou longo prazo. O método comum no levantamento de curvas de potência se dá com o uso do método dos BINS, de acordo com a IEC 61400-12-1 e 61400-12-2, que consiste na discretização dos dados em faixas de velocidade para cada 1 m/s.

A função da curva de potência da usina com o vento médio $\bar{P}_{parque}(v'_k)$ é calculada pelas seguintes equações:

$$\bar{P}_{parque}(v_k') = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^N |P_{i,j}|_{v_k-0,5}^{v_k+0,5}}{n} \quad [4.5]$$

$$v_k' = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^N |v_{i,j}|_{v_k-0,5}^{v_k+0,5}}{n} \quad [4.6]$$

onde $v_k = \{k, \text{onde } k \in \mathbb{N} \mid 0 < k \leq v_{m\acute{a}x} + 0,5\}$

Para comparar com a curva de potência teórica do aerogerador, que se baseia na massa específica teórica $\rho_{teórica}$, deve-se extrapolá-la para a massa específica local ρ_{local} . Baseando-se em dados de temperatura, umidade e pressão de da estação meteorológica do INMET mais próxima à usina, os dados foram extrapolados para a altitude médio do rotor dos aerogeradores. A velocidade da curva teórica $v_{teórica}$ foi corrigida para $v_{corrigida}$ de acordo com a norma IEC 61400-12-1 para aerogeradores com controle de passo:

$$v_{corrigida} = v_{teórica} \cdot \left(\frac{\rho_{teórica}}{\rho_{local}} \right)^{1/3} \quad [4.7]$$

4.2.5 Disponibilidade dos Aerogeradores

Após realizar a filtragem dos dados e o cálculo da taxa da cobertura mensal, foi determinada a disponibilidade média mensal dos aerogeradores. A taxa média mensal do número de aerogeradores em operação representa a disponibilidade do parque considerando as paradas programadas e forçadas, assim como períodos na qual o vento está abaixo da velocidade de partida. A equação 4.8 permite calcular a taxa de disponibilidade.

$$Disponibilidade = \frac{\text{tempo geração}}{\text{tempo total}} \quad [4.8]$$

4.3 CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA

A Energia Efetivamente Gerada – *EEG* representa a energia gerada pela central geradora, descontado o consumo interno, referida ao centro de gravidade do submercado em que o empreendimento estiver conectado (ANEEL 2008). Para as usinas deste estudo de caso, tal energia é contabilizada pela Eletrobrás via CCEE.

Após um determinado período de operação de um parque eólico, a garantia física GF , em MW, pode ser estimada com base na geração atual:

$$GF_{estimada\ sem\ MCP_1} = \sum_{m=1}^{m=M} \frac{EEG_m}{730 \cdot M} \quad [4.9]$$

sendo EEG_m a geração mensal da usina em MWh, 730 o número de horas médio de um mês e M o número de meses de operação da usina.

Entretanto, tal equação não considera o efeito de sazonalidade. Para o cálculo da garantia física mais realista, a partir de um ano de geração, pode-se utilizar a seguinte expressão, já apresentada:

$$GF_{estimada\ sem\ MCP_2} = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad [4.10]$$

onde 8760 representa o número de horas médio de um ano e E_m representa a geração média mensal para cada mês m , considerando 12 meses de um ano, de Janeiro a Dezembro.

Finalmente, a garantia física estimada $GF_{estimada\ com\ MCP}$ para a operação da usina em 240 meses (ou seja, 20 anos), tempo de operação de uma usina no Brasil é calculada da seguinte maneira:

$$GF_{estimada\ com\ MCP} = \frac{M \cdot GF_{estimada\ sem\ MCP_2} + (240 - M) \cdot GF_{Correlação\ MCP}}{240} \quad [4.11]$$

na qual $GF_{Correlação\ MCP}$ consiste na garantia física estimada para os meses restantes de operação da usina, que foi realizada por meio de correlação do método MCP.

Como a potência gerada nas usinas não leva em consideração as perdas elétricas na linha de transmissão, deve haver uma relação entre a geração medida na usina e a Energia Efetivamente Gerada – EEG . Para isso, foi criada uma função linear g , calculada pelo método dos mínimos quadrados, entre a potência média mensal da usina P e a potência média da energia efetivamente gerada EEG :

$$EEG = g(P) \quad [4.12]$$

Desta forma, a garantia física da correlação MCP pode ser calculada da seguinte forma:

$$GF_{Correlação\ MCP} = g(Disp.P_{MCP}) \quad [4.13]$$

onde *Disp* significa a garantia média de disponibilidade dos aerogeradores pelo fabricante para o período remanescente de operação da usina.

Como a disponibilidade do período remanescente é desconhecida, a garantia física estimada para o MCP foi calculada sobre a *EEG*. Assim, considerando o fator de correção *F*, que será explicado na secção seguinte, a garantia estimada com MCP será:

$$GF_{estimada\ com\ MCP} = \frac{M.GF_{estimada\ sem\ MCP_2} + (240 - M).F.GF_{estimada\ sem\ MCP_1}}{240} \quad [4.14]$$

5. O MÉTODO MCP

5.1 DADOS LOCAIS

Uma opção para a utilização dos dados de curto prazo para aplicação do MCP seria utilizar os dados de geração, para cada 10 minutos, e estimar a velocidade do vento com base na curva de potência fornecida pelo fabricante. Entretanto, neste caso, surgiriam elevadas incertezas. Uma delas seria ao fato de que a curva de potência de um aerogerador nunca será idêntica àquela fornecida pelo fabricante. Isto porque a curva de potência varia devido a diversos fatores como já comentado anteriormente. Além disso, durante os momentos em que a potência é máxima ou mínima, o erro de estimativa tornar-se-ia ainda maior. No caso da potência máxima, por exemplo, a velocidade muitas vezes pode estar acima da velocidade nominal do aerogerador.

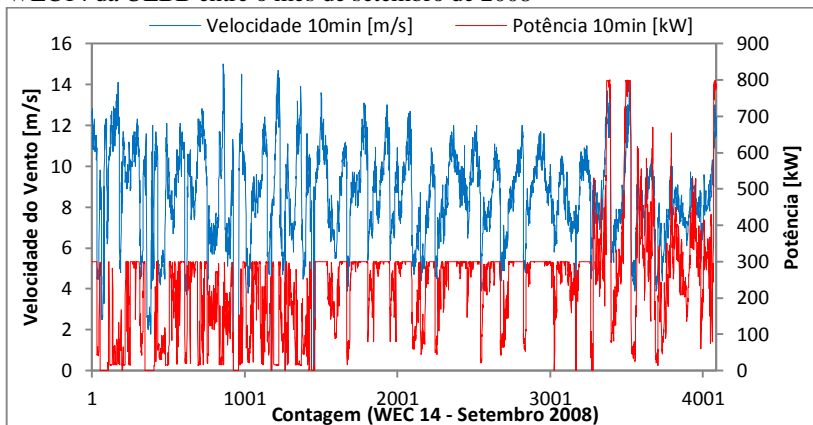
Uma possibilidade de se estimar a velocidade com maior precisão seria por meio de uma função de transferência entre velocidade medida no anemômetro e a velocidade real incidente no aerogerador. Neste trabalho, no entanto, não há uma função para tal com base nos modelos de aerogerador do estudo de caso. Na determinação da função de transferência, aplica-se a norma IEC 61400-12-2 (2013), que exige a correlação dos dados da nacelle com os dados de uma torre anemométrica instalada próxima ao parque eólico.

Desta forma, foram adotados os dados anemométricos medidos na nacelle dos aerogeradores como os dados locais para aplicação do método MCP em ambas as usinas eólicas. Apesar da diferença entre a velocidade medida e a velocidade real a montante do aerogerador, seu uso é justificado por não haver torre anemométrica próxima as EOLs do estudo.

Embora haja a possibilidade de se aplicar a metodologia para cada aerogerador, tal procedimento pode apresentar um elevado erro para os aerogeradores com grandes perdas aerodinâmicas. Desta forma, foi adotada uma análise geral do parque eólico considerando uma única velocidade calculada a partir da média de todos os aerogeradores, como apresentado na seção 4.2.

Verificou-se que no primeiro mês de operação, a UEBB apresentou alguns aerogeradores com carga limitada a 300 kW. A Figura 5.1, a seguir, mostra esta tendência para um dos aerogeradores em operação do parque (WEC14) no período de setembro de 2008. Nota-se que, apesar da elevada velocidade média (10 minutos), a potência não ultrapassa o valor de 300 kW até o 22º dia, indicada no gráfico em número de medições.

Figura 5.1 – Velocidade e potência, para médias de 10 minutos, do aerogerador WEC14 da UEBB entre o mês de setembro de 2008



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Assim, os dados do primeiro mês da UEBB não foram considerados na análise MCP. No caso da UEPS, inicialmente seria necessário descartar os dados dos dois primeiros meses, pois nesse período a usina esteve operando em carga parcial. Entretanto, como é mostrado no capítulo seis, a curva de potência do segundo mês de operação, fevereiro de 2009, já se mostrou mais realista e próxima com relação à média consolidada para todo o período de dados disponíveis.

Na análise dos dados de curto prazo, foi verificada também a taxa de cobertura mensal dos dados, de modo que estes possam ser utilizados de acordo com a norma MEASNET, na qual o valor deve ser de no mínimo 90%.

5.2 DADOS DE REFERÊNCIA

Inicialmente, foi realizada uma busca por estações de longo prazo com um período mínimo de 10 anos. Nestas condições, foram procuradas as estações próximas das usinas, cujos dados apresentem boa correlação com os dados de vento local. Nesta pesquisa foram utilizados dados de velocidade média do vento oriundas de estações meteorológicas automáticas do INMET, estações de aeroportos (METAR), e dados de reanálise.

Os dados MERRA foram escolhidos por apresentarem a melhor resolução temporal e espacial dos dados de reanálise disponível atualmente. Para os dados CFSR, verificou-se que não houve um boa

correlação com os dados das usinas quando comparado aos dados MERRA. Isto porque sua resolução temporal é mais baixa, em 6 horas. Para isso, foram extraídos dados de previsão para 10 metros de altura, na qual apresentam resolução melhorada em 1 hora. Outro problema encontrado foi a descontinuidade dos dados CFSR a partir de 2011. Para isso, foram adicionados à série os dados CFSv2, que assim será chamada essa série combinada de agora em diante. Outros dados sintéticos utilizados foram os dados de reanálise NNRP, a título de comparação.

Como os dados de reanálise e previsão escolhidos são oferecidos em um malha de pontos distribuídos regularmente ao redor do globo, um ponto específico sempre está envolvido por quatro opções de dados próximos. Embora uma possibilidade seria simplesmente a escolha dos dados mais próximos, tal análise pode ser equivocada devido às variações climáticas e topográficas de local pra local. Desta maneira, a escolha do ponto foi determinada de forma que o coeficiente de correlação fosse o mais próximo de um. Este mesmo critério foi utilizado para a escolha da altura dos dados entre diversos níveis de altitude e pressão possíveis.

Os dados NNRP podem ser extraídos a partir do sítio eletrônico do Earth System Research Laboratory – ESRL da NOAA. Para os dados CFSR e CFSv2, foram obtidos no sítio eletrônico NCEP da NOAA. Os dados MERRA estão disponíveis no sítio eletrônico do Global Modeling and Assimilation Office – GMAO, componente do laboratório de pesquisas espaciais da NASA: Goddard Space Flight Center – GSFC.

Neste trabalho, os dados sintéticos foram extraídos do programa computacional WindPRO 2.9 da empresa EMD International A/S sob uma licença temporária de 30 dias. O programa WindPRO é um software do setor de energia eólica muito utilizado na indústria para projetos e planejamento de parques eólicos. Possui diferentes módulos para diversas áreas e etapa de um projeto, dentre eles o MCP, que oferece quatro procedimentos distintos (regressão linear MCP, matriz MCP, escalonamento de Weibull MCP e índice eólico MCP) para aplicação do método. Além disso, o programa oferece a possibilidade de extrair diversas opções de dados de longo prazo, ente eles dados reais METAR, SYNOP (Surface Synoptic Observations) e QSCAT (Quick Scatterometer), e dados sintéticos NNRP, NARR (North American Regional Reanalysis com 32 km de resolução), MERRA e CFSR.

Os dados METAR foram extraídos da estação SBFZ para a UEBB e da estação SBPB para a UEPS, por meio do Banco de Dados Meteorológicos – BDM, disponibilizado em sítio eletrônico pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, do INPE.

Os dados das estações meteorológicas do INMET foram extraídos de seu sítio eletrônico (estações automáticas) e do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa – BDMEP (estações convencionais). As estações automáticas FORTALEZA-A305 e PARANAIBA-A308 foram as fontes de dados do INMET utilizadas para análise prévia de MCP.

Tabela 5.1 – Relação das fontes de dados de referência utilizados neste estudo

| Fonte de Dados | Tipo | Resolução temporal | Resolução espacial* | Período disponível |
|---------------------|-----------|--------------------|---|--------------------|
| NNRP | Reanálise | 6 horas | 2,5° lat. e long. (~278 km) | 1948-presente |
| CFSv2 | Previsão | 1 hora | 0,3° lat. e long. (~33 km) | 1979-presente |
| MERRA | Reanálise | 1 hora | 1/2° lat. (~55 km) e 2/3° long. (~74 km) | 1979-presente |
| METAR | Estação | 1 hora | - | 1999-presente |
| INMET AUTOMÁTICA | Estação | 1 hora | - | 2001-presente |

Fonte: Elaboração Própria. Dados do CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013).

*Os valores aproximados foram baseados nas localidades das usinas estudadas

Percebe-se que os dados CFSv2 e MERRA apresentam uma representatividade mais detalhada do regime de vento local quando comparados aos dados NNRP, pois possuem uma melhor resolução temporal e espacial.

Embora muitas vezes os dados de referência estão disponíveis em uma quantidade maior de que 20 anos, como ocorre frequentemente nos dados de reanálise, a escolha de um período muito extenso pode não ser apropriada (LILÉO et al., 2013). Além disso, segundo os autores, a escolha de dados do passado mais recente nem sempre representa com menor incerteza as características de longo prazo de uma região. Baseado em seus estudos, os autores indicam que a escolha de um período entre 15 a 20 anos se mostra mais razoável, que pode ser mais ou menos conservadora, dependendo do período de dados adotado.

No presente estudo, o período de dados de referência considerado para extrapolação de longo prazo foi de 20 anos, preferencialmente entre 1993 e 2012. Caso os dados não apresentassem essa quantidade de anos, seria utilizado o maior período de dados múltiplos de 12 meses.

Não foram encontradas outras falhas nos dados, como valores discrepantes, repetitivos ou negativos. Com relação à sua consistência, foram removidos todos os dados nulos.

5.3 CORRELAÇÃO

O coeficiente de correlação de Pearson (R) ou simplesmente coeficiente de correlação mede a variação relativa do desvio padrão e foi calculado pela seguinte equação (MONTGOMERY 2003), já substituindo os valores para os dados locais e dados de referência:

$$R = \frac{cov(v_{ref}, v)}{\sigma_{v_{ref}} \sigma_v} = \frac{\sum_{i=1}^N \left[(v_{ref_i} - \bar{v}_{ref}) \cdot (v_i - \bar{v}) \right]}{\sqrt{\sum_{i=1}^N \left[(v_{ref_i} - \bar{v}_{ref})^2 \cdot (v_i - \bar{v})^2 \right]}} \quad [5.1]$$

onde $cov(v_{ref}, v)$ é a covariância entre v_{ref} e v , v_{ref_i} a velocidade de referência, \bar{v}_{ref} a velocidade de referência média, v_i a velocidade local, \bar{v} a velocidade local média, $\sigma_{v_{ref}}$ o desvio padrão da velocidade de referência e σ_v o desvio padrão da velocidade local.

Para calcular o coeficiente de determinação (R^2), basta elevar o índice apresentado ao quadrado.

Com os dados locais e de referência, foi determinado o coeficiente de correlação de modo que o valor se apresente o mais próximo de 100%. Para conhecer o comportamento de cada fonte de dados, foi aplicada uma variação sobre a resolução temporal sobre os dados, verificando seu impacto sobre o coeficiente de correlação. Os dados que se apresentarem com a melhor correlação com os dados locais foram então utilizados para aplicação do método MCP.

O coeficiente de correlação é um dos principais fatores de incertezas na estimativa de longo prazo. Com base no relatório Wind Energy – The Facts (EWEA, 2008a), se o coeficiente de correlação for menor que 0,8, há uma significativa incerteza no uso dos dados de longo prazo para extrapolar as condições de vento para o longo prazo em um parque eólico.

5.4 CURVA DE POTÊNCIA PARA CORRELAÇÃO

A função da curva de potência da usina com o vento médio $\bar{P}_{parque}(v_k)$ é calculada da seguinte equação:

$$\bar{P}_{parque}(v_k) = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^N |P_{i,j}|^{v_k+0,5}}{n} \quad [5.2]$$

$$v_k = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^N |v_{i,j}|^{v_k+0,5}}{n} \quad [5.3]$$

onde $v_k = \{k, \text{onde } k \in \mathbb{N} \mid 0 < k \leq v_{\text{máx}} + 0,5\}$

Inicialmente, foi verificada a curva de potência de cada mês. Após validação da integridade, a curva de potência foi recalculada, de maneira mensal acumulada, com base nas seguintes hipóteses: $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 20$ e $v_k \geq 3,5$ m/s para a UEPS e $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 32$ e $v_k \geq 3,5$ m/s. A escolha foi determinada para que o método se baseie em uma curva de potência do parque em carga total, ou seja, com todos os aerogeradores em operação. Todos os dados com velocidade abaixo ou igual a 3,5 m/s foram considerados, pois nessa faixa de intensidade o vento incidente pode estar abaixo da velocidade de operação para algumas máquinas.

Os valores de $P_{i,j}$ e $v_{i,j}$ foram pré-calculados para uma média temporal baseada na resolução dos dados de referência. Para uma resolução temporal de uma hora, por exemplo, devem haver seis dados locais para que se possa fazer a média corretamente.

5.5 ÍNDICE EÓLICO

THØGERSEN et al. (2007) realizaram um estudo de caso aplicando quatro distintos métodos MCP (regressão linear, matriz MCP, escalonamento em Weibull e índice eólico MCP). No estudo, os autores constataram que apesar dos modelos mostrarem uma tendência correta na alteração dos dados locais, nem todos os modelos apresentaram um bom desempenho em todas as situações. Os autores recomendam o método de regressão e matriz para regiões onde os dados locais e de referência estão disponíveis em alta qualidade e resolução temporal. Já para sites na qual os dados disponíveis são limitados na qualidade e/ou estão disponíveis em intervalos esparsos (temporal e espacial), os autores sugerem a aplicação do método do índice eólico que se apresentou mais robusto.

Como alguns dados de referência são sintéticos, produzidos por reanálise, a aplicação da maior parte dos métodos apresentados no capítulo três, como a regressão linear, se torna precária pela ausência de dados de direção.

Assim, o método MCP escolhido para aplicação nas duas usinas do presente estudo de caso foi o índice eólico MCP (*Wind Index MCP*), conforme descrito por THØGERSEN et al. (2007). Nesse modelo utiliza-

se de ferramentas estatísticas com o auxílio de análises físicas. A aplicação do índice eólico utilizando dados de reanálise é uma prática comum na indústria.

Inicialmente, a velocidade média do vento nas usinas $\bar{v}_{Parque_{CP}}$ foi extrapolada para o longo prazo $\bar{v}_{Parque_{LP}}$ com base nos dados de referência, como mostra a seguinte equação:

$$\bar{v}_{Parque_{LP}} = \bar{v}_{Parque_{CP}} \cdot \frac{\bar{v}_{ref_{LP}}}{\bar{v}_{ref_{CP}}} \quad [5.4]$$

Antes de analisar a potência média a partir dos dados de referência, aplica-se um reajuste linear sobre a série total de modo que a velocidade média do período de longo prazo seja $\bar{v}_{Parque_{LP}}$.

O índice eólico para o período total dos dados de longo prazo para os dados de referência é definido como 100%:

$$I_{ref_{LP}} = 100\% \quad [5.5]$$

Para o curto prazo, o índice eólico é baseado nos dados de referência, sendo calculado pela razão entre a estimativa de geração do período de curto prazo e a do período total.

$$I_{ref_{CP}} = \frac{\bar{P}_{Parque}(v'_{ref_{CP}})}{\bar{P}_{Parque}(v'_{ref_{LP}})} \cdot I_{ref_{LP}} = \frac{\bar{P}_{Parque}(v'_{ref_{CP}})}{\bar{P}_{Parque}(v'_{ref_{LP}})} \quad [5.6]$$

onde v' significa que a série de longo prazo foi reajustada para a velocidade de longo prazo, estimada no parque.

Assim, considera-se que o índice eólico de curto prazo curto prazo baseado nos dados locais I_{CP} é igual ao índice eólico de curto prazo baseado nos dados de referência.

$$I_{ref_{CP}} = I_{CP} \quad [5.7]$$

Finalmente, o índice eólico de longo prazo para os dados locais é calculado pela seguinte equação:

$$I_{LP} = \frac{\bar{P}_{Parque}(v_{LP})}{\bar{P}_{Parque}(v_{CP})} \cdot I_{CP} \quad [5.8]$$

Em geral, para que essa possa assumir essa hipótese, a correlação mensal entre os dados locais e dados de referência deve ser muito próxima. Para verificar, analisa-se diretamente os índices eólicos mensais no curto prazo entre nos dados locais e os dados de referência.

Com os índices eólicos calculados, define-se o fator de correção:

$$F = \frac{1}{I_{LP}} \quad [5.9]$$

O fator de correção é um índice que corrige a energia mensal baseada nos dados de curto prazo para o longo prazo.

É importante mencionar que, como o índice eólico não corrige a rosa-dos-ventos, o método pode ser mal estabelecido em casos onde há muita variação na direção do vento.

5.6 INCERTEZA NA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

5.6.1 Sensibilidade

Para calcular a incerteza do método, é apresentada inicialmente a relação da sensibilidade da velocidade do vento com a produção de energia. A norma IEC 61400-12-1 (2005) indica o cálculo de sensibilidade do parque $C_{V,i}$ por meio do método dos bins, conforme a seguinte expressão:

$$C_{V,i} = \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right| \quad [5.10]$$

onde P_i e P_{i-1} são a potência para a velocidade V_i e V_{i-1} respectivamente, cujos dados são obtidos pelo do procedimento apresentado na seção 4.2.4.

O cálculo da sensibilidade foi realizado de maneira semelhante, por meio de uma correlação linear entre a variabilidade da velocidade e geração resultante. Para isso, foi produzida uma variação na série de velocidade para verificar a variação da geração. Com um incremento de 1%, aplica-se uma variação na velocidade normalizada v_{norm} , entre -20% a 20%, verificando-se o impacto na variação da geração. Obtém-se tal relação a partir da aplicação da aproximação linear pelo método dos mínimos quadrados entre as velocidades e potências mensais normalizadas:

$$P_{norm} = s \cdot v_{norm} \quad [5.11]$$

na qual s representa a sensibilidade e P_{norm} é calculada da seguinte expressão:

$$P_{norm} = \frac{P_{média}(v_{norm}) - P_{média}(v_{norm} = 0)}{P_{média}(v_{norm} = 0)} \quad [5.12]$$

A estimativa da geração foi realizada utilizando o método dos *bins* definida na IEC 61400-12-1.

$$P_{média}(v_k) = \frac{\sum_{k=0}^{k=\text{inteiro}(v_{máx}+0,5)} [F(v_k + 0,5) - F(v_k - 0,5)] (P_i|_{v_k-0,5}^{v_k+0,5})}{F(v_{máx})} \quad [5.13]$$

sendo $F(v_k)$ a frequência da velocidade acumulada de 0 a v_k .

A sensibilidade é uma estimativa da taxa de variação da geração com relação a velocidade do vento. Embora essa estimativa possa variar ao longo dos anos devido a mudanças no regime de ventos da região e no desempenho do aerogerador, o valor da sensibilidade indicará uma boa estimativa da variabilidade da potência do parque com a velocidade média.

6. ANÁLISE DA GERAÇÃO

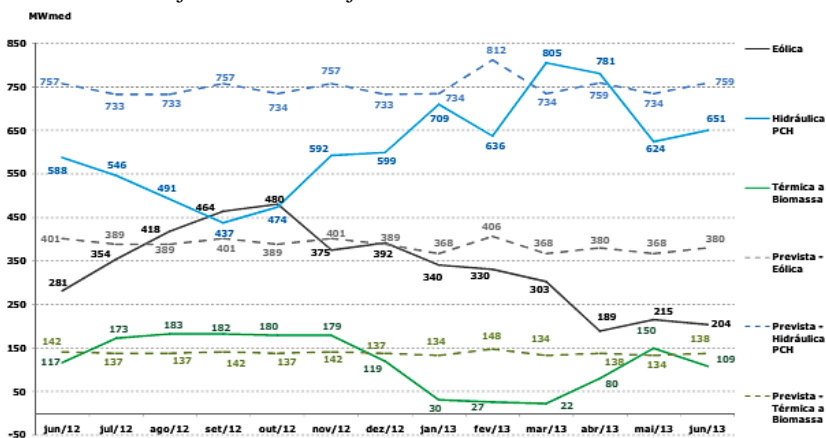
Com base nos dados de geração de todas as usinas do PROINFA, extraídos da Eletrobrás (2013), foi realizada uma breve análise de geração. Por meio de uma comparação da geração das usinas com a garantida ao governo, tal análise motivou o estudo de caso das EOLs Beberibe e Pedra do Sal.

Em seguida, foi realizada uma análise estatística dos dados de velocidade e geração elétrica da UEBB e da UEPS. Após a análise, aplicou-se a metodologia proposta, baseada no método MCP. Essa análise estima a geração dos parques para o longo prazo a fim de verificar se o resultado está em conformidade com a energia assegurada no momento de outorga das usinas.

6.1 USINAS DO PROINFA

Para ilustrar a garantia física versus a geração efetiva das EOLs do PROINFA, o gráfico da Figura 6.1 apresenta a energia gerada por tipo de fonte das usinas participantes do PROINFA, entre junho de 2012 a junho de 2013 (CCEE 2013a).

Figura 6.1 – Energia gerada por tipo de fonte das usinas participantes do PROINFA entre junho de 2012 a junho de 2013

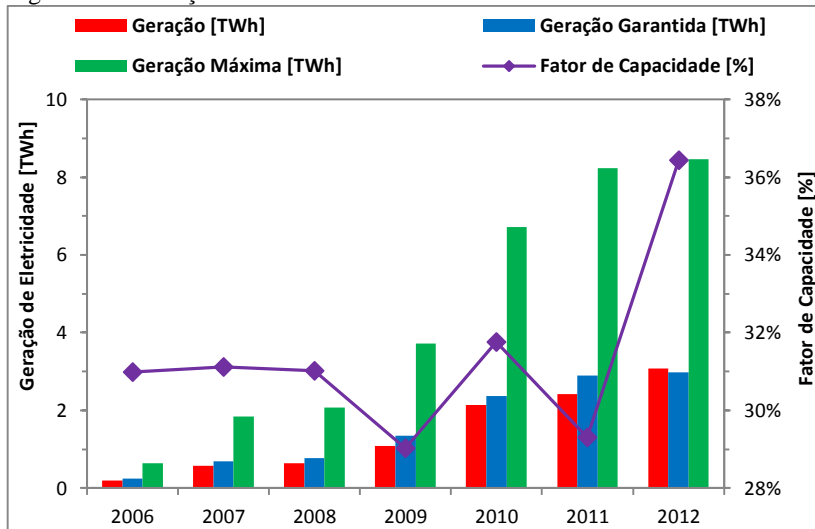


Fonte: CCEE (2013a).

Percebe-se no gráfico anterior que, com exceção das UTBs, as PCHs e EOLs têm gerado menos energia do que o previsto. Para a

demonstração desse cenário, referente à geração de energia eólica, a Figura 6.2 mostra a soma anual da energia gerada, garantida e máxima, considerando todas as EOLs do PROINFA, entre 2006 e 2012. Para os parques eólicos que começaram a gerar no meio de algum ano específico, foram considerados somente os meses de operação da usina. Assim, o FC calculado para cada ano foi à relação entre geração e a geração máxima.

Figura 6.2 – Geração elétrica anual das usinas eólicas do PROINFA

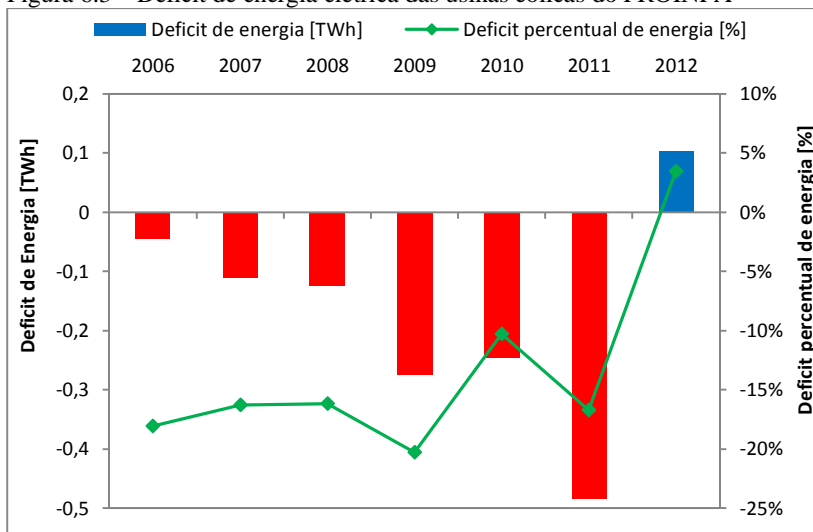


Fonte: Elaboração Própria. Dados da Eletrobrás (2013).

Nota-se que o fator de capacidade, com uma média total de 32%, tem oscilado entre 29% a 36% ao longo dos últimos sete anos. Com exceção ao ano de 2012, a geração ficou abaixo do previsto para todos os anos.

Desde o início de operação do PROINFA até o final de 2012, a potência média tem sido de 164,94 MW enquanto que a potência garantida foi de 184,18 MW. Assim, o país teve no período um deficit de potência média de 19,24 MW. A Figura 6.3 ilustra anualmente tal deficit da geração eólica e seu percentual, com relação à energia garantida disponível das usinas do PROINFA que estiveram em operação.

Figura 6.3 – Deficit de energia elétrica das usinas eólicas do PROINFA

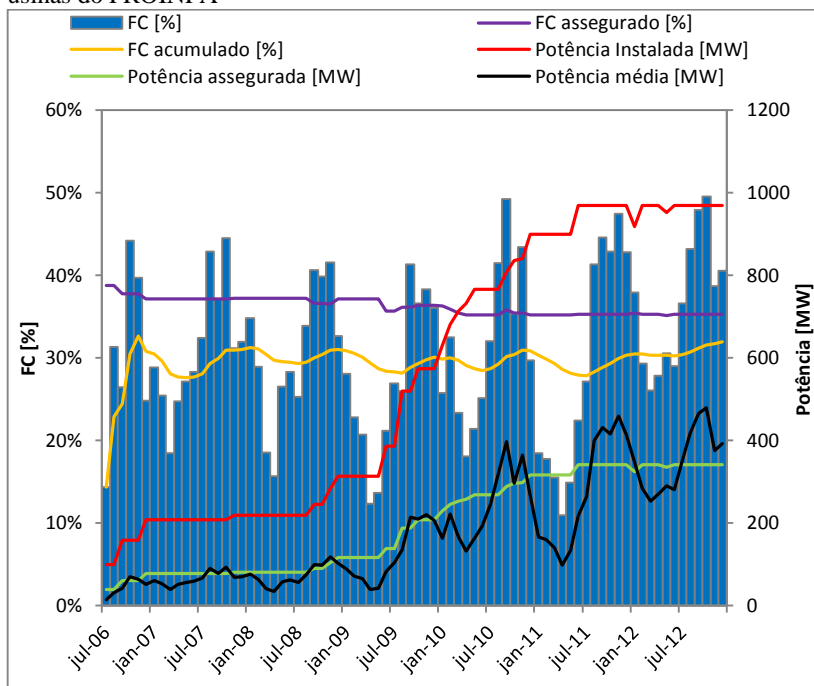


Fonte: Elaboração Própria. Dados da Eletrobrás (2013).

O gráfico apresentado ilustra que em poucos períodos os parques eólicos conseguiram gerar o que foi assegurado. O deficit para todo o período analisado foi de 1,18 TWh, equivalente a 10,45% abaixo da produção esperada. Considerando um preço médio de R\$300/MWh, tarifa próxima da média das EOLs do PROINFA em 2013, tal deficit representaria em termos comerciais um valor de cerca de 354 milhões de reais.

Além dessa elevada variação interanual, outro efeito muito comum no país é a sazonalidade do vento. Uma análise sazonal da comparação entre a potência média verificada nos parques e a potência que havia sido assegurada foi feita para todo o período de operação dos parques eólicos do PROINFA. O gráfico da Figura 6.4 apresenta a potência e o fator de capacidade mensal das usinas do PROINFA, de julho de 2006 a dezembro de 2012. Constata-se novamente que a geração garantida esteve, na maior parte do tempo, acima da geração real. O segundo semestre de 2011 e o ano de 2012 foram atípicos com relação à média total.

Figura 6.4 – Potência e FC mensal de julho de 2006 a dezembro de 2012 das usinas do PROINFA



Fonte: Elaboração Própria. Dados da Eletrobrás (2013).

Em geral, o fator de capacidade garantido dos novos empreendimentos outorgados no país tem sido maior do que o das usinas do PROINFA. Diante disso e com base nos resultados expostos, é possível inferir que os novos empreendimentos eólicos no país possam gerar abaixo do previsto.

6.2 ESTUDO DE CASO DA USINA EÓLICA DE BEBERIBE

6.2.1 Análise da Geração

6.2.1.1 Taxa de Cobertura

A Tabela 6.1, a seguir, apresenta o número de registro máximo e realizado, após aplicação do filtro. A taxa de cobertura de dados para o período total foi de 98,5%, estando de acordo com as recomendações da MEASNET.

Tabela 6.1 – Taxa de Cobertura Mensal da UEBB

| Data | Registro máximo possível | Registros | Taxa de Cobertura |
|-------------|--------------------------|-----------|-------------------|
| 2008 | 17.568 | 17.175 | 97,8% |
| Set | 4.320 | 3.944 | 91,3% |
| Out | 4.464 | 4.459 | 99,9% |
| Nov | 4.320 | 4.312 | 99,8% |
| Dez | 4.464 | 4.460 | 99,9% |
| 2009 | 52.560 | 50.926 | 96,9% |
| Jan | 4.464 | 4.463 | 100,0% |
| Fev | 4.032 | 4.014 | 99,6% |
| Mar | 4.464 | 4.291 | 96,1% |
| Abr | 4.320 | 4.320 | 100,0% |
| Mai | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Jun | 4.320 | 4.313 | 99,8% |
| Jul | 4.464 | 4.451 | 99,7% |
| Ago | 4.464 | 4.310 | 96,6% |
| Set | 4.320 | 4.308 | 99,7% |
| Out | 4.464 | 3.907 | 87,5% |
| Nov | 4.320 | 4.034 | 93,4% |
| Dez | 4.464 | 4.051 | 90,7% |
| 2010 | 52.560 | 52.478 | 99,8% |
| Jan | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Fev | 4.032 | 4.023 | 99,8% |
| Mar | 4.464 | 4.449 | 99,7% |
| Abr | 4.320 | 4.270 | 98,8% |
| Mai | 4.464 | 4.463 | 100,0% |
| Jun | 4.320 | 4.320 | 100,0% |
| Jul | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Ago | 4.464 | 4.457 | 99,8% |
| Set | 4.320 | 4.320 | 100,0% |
| Out | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Nov | 4.320 | 4.320 | 100,0% |
| Dez | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| 2011 | 21.744 | 21.738 | 100,0% |
| Jan | 4.464 | 4.462 | 100,0% |
| Fev | 4.032 | 4.032 | 100,0% |
| Mar | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Abr | 4.320 | 4.316 | 99,9% |
| Mai | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Total geral | 144.432 | 142.317 | 98,5% |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.2.1.2 Resultado por Aerogerador

A Tabela 6.2 apresenta o resumo dos dados de vento para cada aerogerador.

Tabela 6.2 – Velocidade média e parâmetros de Weibull para cada aerogerador da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)

| Aerogerador | \bar{v}_t [m/s] | $v_{MAX,t}$ [m/s] | Parâmetros de Weibull | | $\frac{(v_t - v_{parque})}{v_{parque}}$ |
|----------------|----------------------|----------------------|-----------------------|---------|---|
| | | | k | c [m/s] | v_{parque} [%] |
| WEC-01 | 6,92 | 19,9 | 3,37 | 7,71 | -0,20 |
| WEC-02 | 7,18 | 19,4 | 3,37 | 7,99 | 3,48 |
| WEC-03 | 6,50 | 20,6 | 3,27 | 7,25 | -6,23 |
| WEC-04 | 6,50 | 17,7 | 3,63 | 7,21 | -6,29 |
| WEC-05 | 6,23 | 25,8 | 3,45 | 6,93 | -10,19 |
| WEC-06 | 6,58 | 17,7 | 3,52 | 7,31 | -5,11 |
| WEC-07 | 7,05 | 19,9 | 3,32 | 7,85 | 1,60 |
| WEC-08 | 6,53 | 18,6 | 3,57 | 7,25 | -5,87 |
| WEC-09 | 7,04 | 19,2 | 3,36 | 7,84 | 1,48 |
| WEC-10 | 6,97 | 19,9 | 3,30 | 7,78 | 0,59 |
| WEC-11 | 6,83 | 19,3 | 3,43 | 7,60 | -1,50 |
| WEC-12 | 6,70 | 20,8 | 3,42 | 7,46 | -3,36 |
| WEC-13 | 6,39 | 20,1 | 3,65 | 7,09 | -7,80 |
| WEC-14 | 6,93 | 20,7 | 3,25 | 7,73 | -0,11 |
| WEC-15 | 7,20 | 20,7 | 3,37 | 8,02 | 3,84 |
| WEC-16 | 7,01 | 20,7 | 3,35 | 7,81 | 1,09 |
| WEC-17 | 7,12 | 20,1 | 3,27 | 7,94 | 2,67 |
| WEC-18 | 7,08 | 20,0 | 3,25 | 7,90 | 2,05 |
| WEC-19 | 6,98 | 20,6 | 3,27 | 7,79 | 0,72 |
| WEC-20 | 6,91 | 18,8 | 3,31 | 7,70 | -0,38 |
| WEC-21 | 6,95 | 19,7 | 3,37 | 7,74 | 0,25 |
| WEC-22 | 7,25 | 19,1 | 3,43 | 8,06 | 4,54 |
| WEC-23 | 7,39 | 22,4 | 3,35 | 8,24 | 6,63 |
| WEC-24 | 7,35 | 21,0 | 3,25 | 8,20 | 5,97 |
| WEC-25 | 7,13 | 18,1 | 3,56 | 7,92 | 2,89 |
| WEC-26 | 7,11 | 20,5 | 3,40 | 7,92 | 2,55 |
| WEC-27 | 7,12 | 20,3 | 3,34 | 7,93 | 2,61 |
| WEC-28 | 7,05 | 19,9 | 3,25 | 7,87 | 1,74 |
| WEC-29 | 7,11 | 19,8 | 3,22 | 7,94 | 2,60 |
| WEC-30 | 7,03 | 20,5 | 3,17 | 7,85 | 1,34 |
| WEC-31 | 7,17 | 20,1 | 3,43 | 7,97 | 3,35 |
| WEC-32 | 6,55 | 18,1 | 3,59 | 7,27 | -5,57 |
| Média Absoluta | 6,93 | - | 3,48 | 7,71 | 3,26 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Notam-se elevadas variações da velocidade do vento e do fator de forma nos aerogeradores. Como as diferenças de topografia (altitude, relevo e rugosidade) entre os aerogeradores são pequenas, deduz-se que a maior razão para as grandes diferenças na velocidade se deve às perdas aerodinâmicas.

A conversão do vento em energia elétrica é mostrada na Tabela 6.3, a seguir, para cada aerogerador. Apesar de os aerogeradores apresentarem, em diversos momentos, uma potência superior a 800 kW,

os cálculos de fator de capacidade e garantia física foram baseados na potência nominal de 800 kW para o aerogerador e 25.600 kW para a usina.

Tabela 6.3 – Geração para cada aerogerador da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)

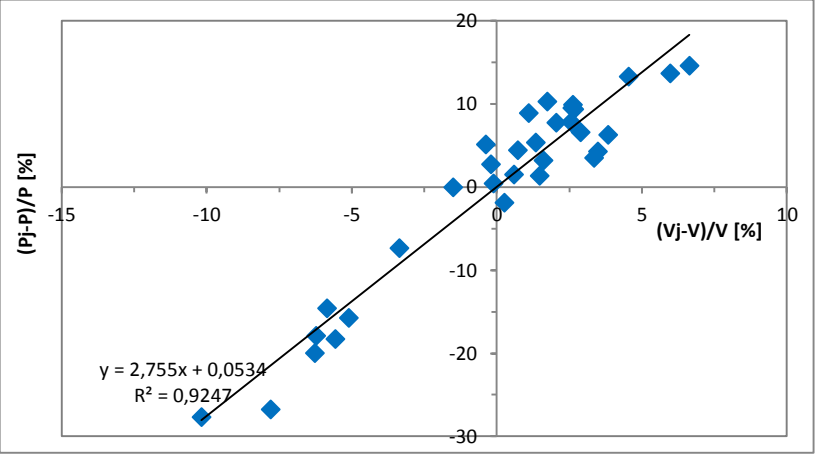
| Aerogerador | \bar{P}_i [kW] | $P_{MAX,i}$ [kW] | FC_i [%] | $\frac{(P_i - \bar{P}_{parque})}{\bar{P}_{parque}}$ [%] |
|-------------|---------------------|---------------------|---------------|--|
| WEC-01 | 257,1 | 832 | 32,13 | 2,74 |
| WEC-02 | 261,0 | 834 | 32,62 | 4,31 |
| WEC-03 | 205,4 | 835 | 25,68 | -17,90 |
| WEC-04 | 200,2 | 834 | 25,03 | -19,97 |
| WEC-05 | 181,0 | 834 | 22,63 | -27,64 |
| WEC-06 | 210,9 | 834 | 26,36 | -15,73 |
| WEC-07 | 258,2 | 835 | 32,28 | 3,21 |
| WEC-08 | 213,8 | 800 | 26,72 | -14,57 |
| WEC-09 | 253,6 | 835 | 31,71 | 1,38 |
| WEC-10 | 254,1 | 835 | 31,76 | 1,55 |
| WEC-11 | 250,1 | 834 | 31,26 | -0,04 |
| WEC-12 | 231,8 | 834 | 28,98 | -7,34 |
| WEC-13 | 183,4 | 834 | 22,92 | -26,72 |
| WEC-14 | 251,3 | 835 | 31,41 | 0,43 |
| WEC-15 | 265,8 | 835 | 33,23 | 6,25 |
| WEC-16 | 272,5 | 835 | 34,06 | 8,92 |
| WEC-17 | 273,7 | 834 | 34,21 | 9,39 |
| WEC-18 | 269,7 | 835 | 33,71 | 7,78 |
| WEC-19 | 261,2 | 835 | 32,65 | 4,41 |
| WEC-20 | 263,1 | 835 | 32,88 | 5,15 |
| WEC-21 | 245,6 | 834 | 30,70 | -1,85 |
| WEC-22 | 283,4 | 835 | 35,42 | 13,26 |
| WEC-23 | 286,7 | 835 | 35,84 | 14,60 |
| WEC-24 | 284,5 | 835 | 35,56 | 13,70 |
| WEC-25 | 266,6 | 830 | 33,33 | 6,56 |
| WEC-26 | 269,8 | 835 | 33,72 | 7,83 |
| WEC-27 | 275,0 | 835 | 34,38 | 9,92 |
| WEC-28 | 275,8 | 835 | 34,48 | 10,25 |
| WEC-29 | 274,0 | 835 | 34,25 | 9,50 |
| WEC-30 | 263,6 | 835 | 32,95 | 5,36 |
| WEC-31 | 259,0 | 835 | 32,37 | 3,50 |
| WEC-32 | 204,6 | 800 | 25,57 | -18,24 |
| Total | 8.006,4 | 26.157 | 31,28* | 9,38* |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

*Média Absoluta.

Nas tabelas apresentadas, percebe-se que há uma elevada dependência da geração dos aerogeradores com a velocidade média. Essa relação pode ser observada da Figura 6.5, que expressa a relação da variação da velocidade média com a variação da geração dos aerogeradores.

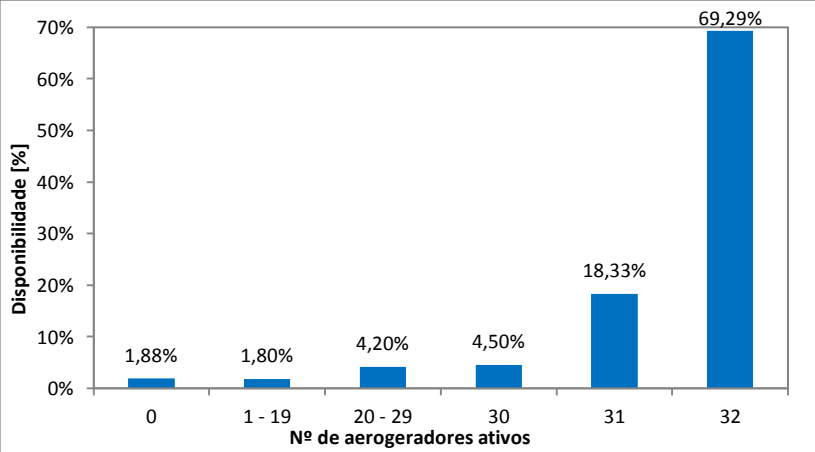
Figura 6.5 – Relação entre variação da velocidade do vento e variação da potência para cada aerogerador da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Finalmente, avaliou-se a disponibilidade da usina. Para isso, foram considerados somente os aerogeradores ativos. Com base nos resultados, a Figura 6.6, a seguir, indica a taxa de disponibilidade em relação ao número de aerogeradores ativos, de maneira que o total resulte em 100%.

Figura 6.6 – Disponibilidade da UEBB de acordo com o número de aerogeradores ativos (período de setembro de 2008 a maio de 2011)



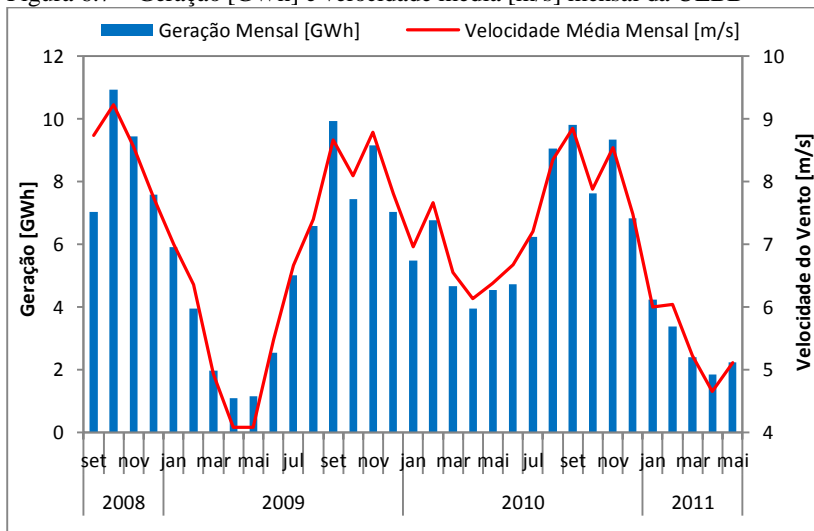
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Percebe-se que em 92% do tempo, de 30 a 32 aerogeradores do parque estiveram em operação. Para o total, a taxa média de disponibilidade resultou em 95,32%, na qual se encontram períodos em que a velocidade está abaixo da velocidade de partida, ou períodos de manutenções da usina (indisponibilidade total ou parcial) além de erros de aquisição de dados. Ressalta-se que neste cálculo não foi considerado o período sem dados (ver Tabela 6.1)

6.2.1.3 Geração e Fator de Capacidade Mensal

A geração da UEBB tem apresentado, de maneira acentuada, um comportamento sazonal. Entre setembro de 2008 e maio de 2011, o período com os ventos mais intensos foi no segundo semestre de cada ano. Nota-se no gráfico da Figura 6.7 que os meses de maior geração têm acompanhado os meses com maior velocidade.

Figura 6.7 – Geração [GWh] e velocidade média [m/s] mensal da UEBB



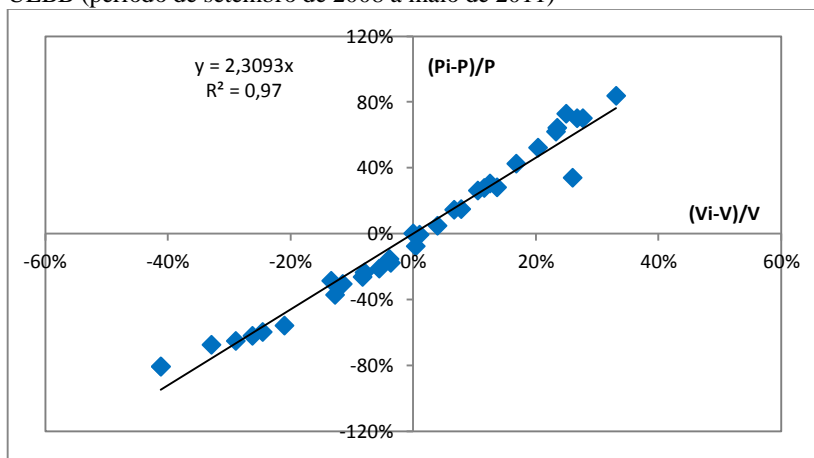
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

A velocidade média para o período apresentado foi de 6,93 m/s, resultando numa geração de 189,91 GWh. Tal produção representa uma geração média mensal de 5.754,70 MWh, ou 30,82% de fator de capacidade. Como a taxa de cobertura foi menor que 100% em praticamente todos os meses, a análise sobre os dados de geração se torna

difícil de ser realizada, pois durante os períodos sem dados, a usina pôde estar tanto em manutenção quanto em operação. Como apresentado na Tabela 6.3, o fator de capacidade, calculado a partir da potência média de 8,006 MW, foi de 31,28%.

Para exemplificar a variabilidade da velocidade média mensal com a variabilidade da potência média mensal, a Figura 6.8 mostra um gráfico com a relação linear entre as médias normalizadas.

Figura 6.8 – Relação da variação da potência média mensal com a velocidade na UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)

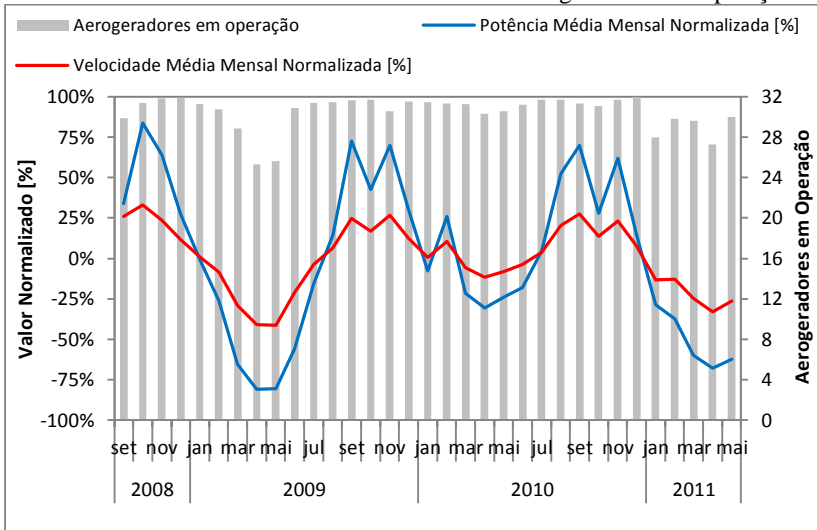


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Nota-se a elevada sensibilidade da velocidade do vento na geração. Entretanto, a não linearidade se deve a diversos fatores como a disponibilidade parcial dos aerogeradores, a variabilidade da curva de potência e a variações do comportamento estatístico do vento.

A Figura 6.9 apresenta, em valor normalizado, um gráfico contendo a velocidade e a potência mensal da UEBB. Nota-se, novamente, a alta sensibilidade da velocidade do vento na geração. Paralelamente, o gráfico apresenta o número médio de aerogeradores ativos por mês. Tal análise evidencia que nos primeiros meses de operação da usina, assim como nos períodos em que o vento é menos intenso, o número médio de aerogeradores ativos é menor.

Figura 6.9 – Potência e velocidade média mensal normalizada [%] na UEBB. O eixo secundário indica o número médio mensal de aerogeradores em operação.



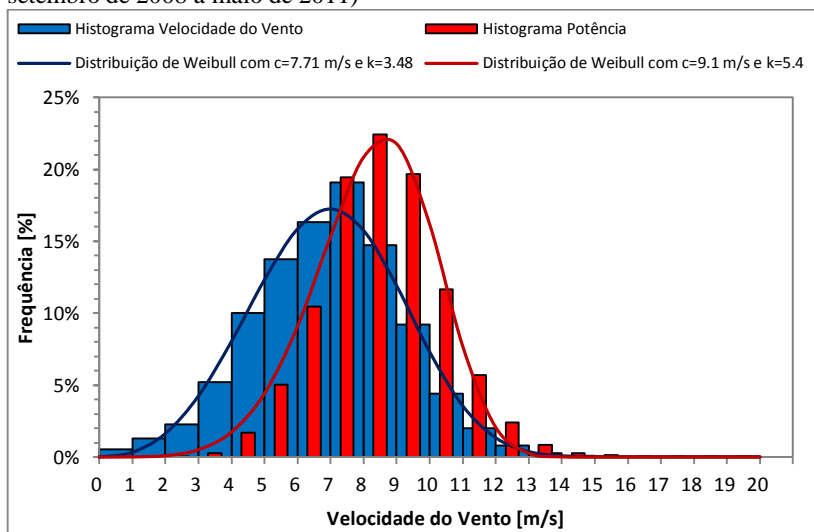
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.2.1.4 Distribuição de Frequência

Para a caracterização da distribuição de Weibull do parque eólico, foram considerados os dados anemométricos de todos os aerogeradores simultaneamente, na qual as médias foram realizadas para cada 10 minutos.

A Figura 6.10, a seguir, apresenta o histograma da velocidade do vento juntamente com a distribuição de Weibull, cujos parâmetros ajustados foram para o fator de forma (k) de 3,48 e o fator de escala (c) de 7,71 m/s. Foi adicionado também junto ao gráfico o histograma da frequência de geração, cujos parâmetros ajustados foram para o fator de forma (k) de 5,4 e o fator de escala (c) de 9,1 m/s. De maneira geral, a frequência da velocidade do vento médio dos aerogeradores da UEBB tem se mostrado aderente com a distribuição de Weibull.

Figura 6.10 – Histograma e Distribuição de Weibull da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)

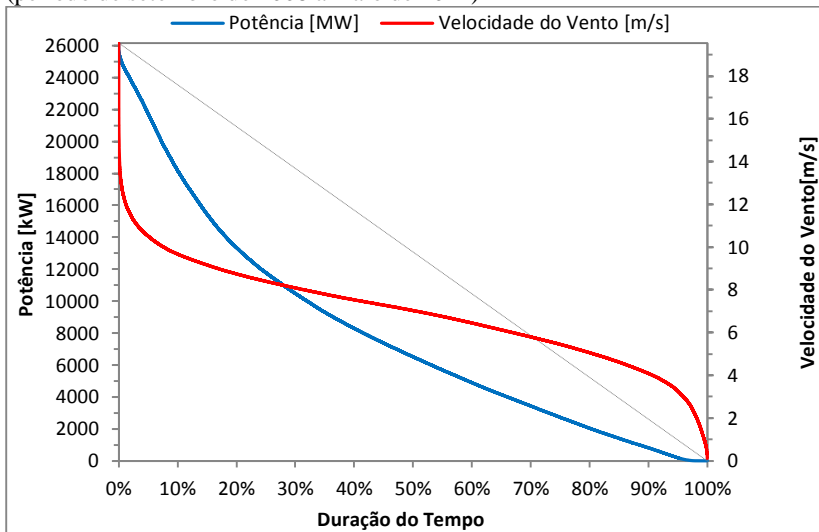


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

No gráfico ilustrado, nota-se que a frequência média para geração é maior do que a frequência média para a velocidade. Isto, pois a potência da usina depende da velocidade sobre uma razão aproximadamente quadrática (ver seção 6.2.2.4). Além disso, a distribuição da potência é mais concentrada em torno de sua média quando comparada à velocidade, pois apresenta um maior fator de forma. Observa-se também que somente cerca de 0,5% do tempo a velocidade média do vento tem sido maior do que a velocidade nominal do aerogerador, em 14 m/s.

A figura seguinte apresenta um gráfico com a curva de duração da potência da usina. Como na maior parte do tempo a velocidade do vento tem sido menor que a velocidade nominal, a potência do parque praticamente não apresenta um período relevante para geração máxima. Foi adicionada, juntamente ao gráfico, a curva de duração da velocidade média do vento nos aerogeradores.

Figura 6.11 – Curva de duração da potência e velocidade média da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)



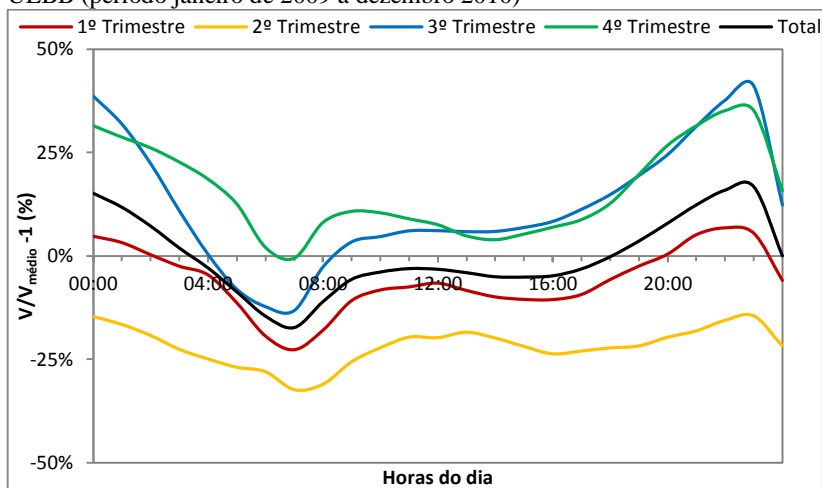
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.2.1.5 Regime Horário

Uma característica muito comum observada nos ventos do nordeste brasileiro é sua elevada variação diurna. Para a análise do regime horário do parque eólico de Beberibe, foram considerados dois anos referentes ao período de Janeiro de 2009 a Dezembro de 2010. Durante esse período, foram realizadas médias da velocidade e da potência para cada intervalo de 10 minutos ao longo de um dia, considerando cada trimestre do ano.

A Figura 6.12, a seguir, ilustra o regime horário da velocidade do vento normalizada para a UEBB. Esse comportamento, fortemente influenciado pela estação do ano, apresenta maior intensidade no período noturno, das 18 às 04 horas. Quanto à sazonalidade mensal, o segundo semestre indica o período com os ventos mais intensos para a região.

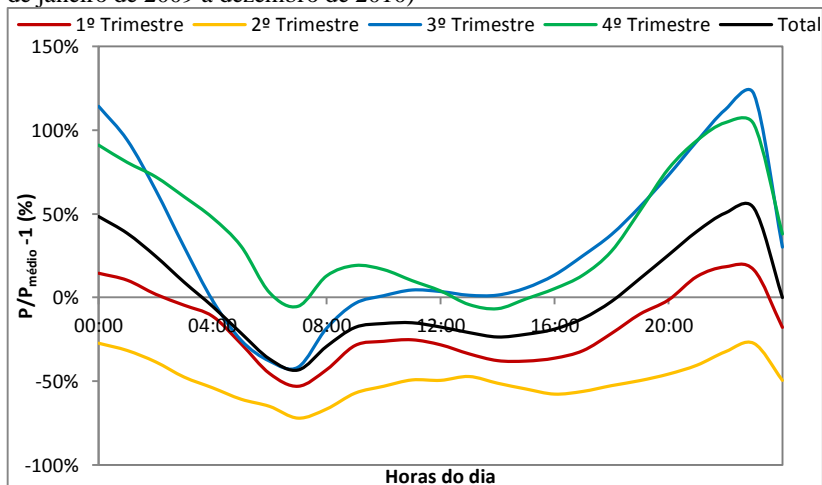
Figura 6.12 – Regime horário da velocidade média do vento normalizada da UEBB (período janeiro de 2009 a dezembro 2010)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Como a geração de uma usina eólica é muito sensível à velocidade do vento, nota-se no próximo gráfico, Figura 6.13, a expressiva oscilação da geração ao longo de um dia.

Figura 6.13 – Regime horário da potência média normalizada da UEBB (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

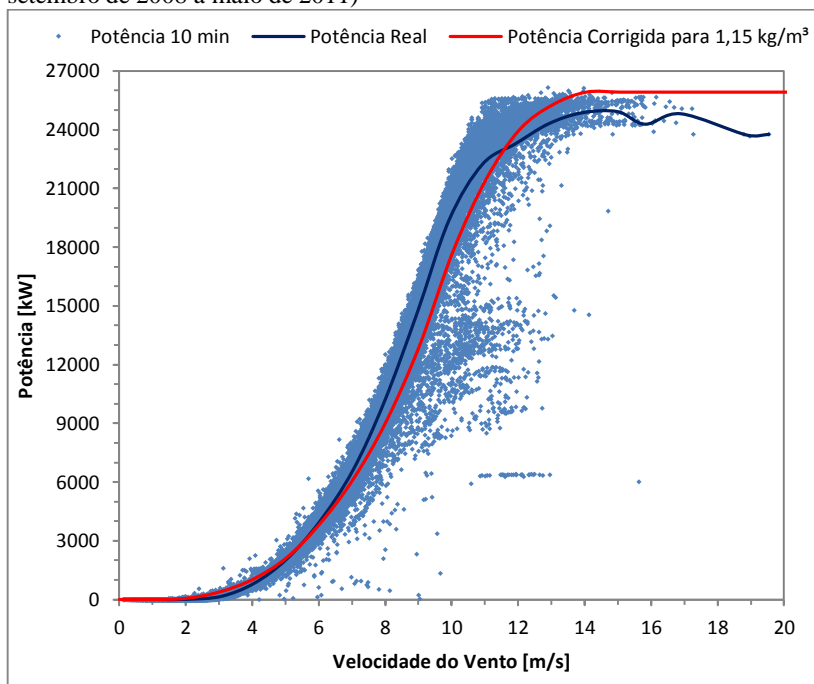
6.2.1.6 Curva de Potência da Usina Eólica

A Figura 6.14 apresenta todas as medições de potência do parque a cada 10 minutos. Com base em uma média, para cada intervalo de $V - 0,5$ m/s a $V + 0,5$ m/s, elaborou-se a curva de potência real do parque. Observa-se uma elevada dispersão dos valores, a qual pode ser explicada por diversos fatores como variações no vento referente à turbulência, ao perfil da camada limite e à massa específica do ar.

Para efeito de comparação, foi incluída no gráfico a curva teórica do fabricante multiplicada por 32, número de aerogeradores da usina. Para melhor representação da curva teórica, foi aplicada uma correção para a massa específica do ar local, estimada em $1,15 \text{ kg/m}^3$ com base nos dados concorrentes da estação convencional 82397 do INMET em Beberibe, a cerca de 66 km do parque em um altitude de 26 metros (cerca de 80 metros abaixo da altura média do eixo do rotor dos aerogeradores). Os dados utilizados de temperatura, umidade e pressão, foram, respectivamente, 27°C , 78% e 1008 hPa. Foi observada que a estação apresentou valores muito semelhantes às Normais Climatológicas da mesma estação, referente ao período de 1961 a 1990 (INMET 1992). Normais Climatológicas são definidas pela Organização Meteorológica Mundial (OMM) como “valores médios calculados para um período relativamente longo e uniforme, compreendendo no mínimo três décadas consecutivas” e padrões climatológicos normais como “médias de dados climatológicos calculadas para períodos consecutivos de 30 anos (INMET 2013b).

Por fim, nota-se uma diferença entre a potência teórica e a real da usina. Isso se deve, em grande parte, pelos efeitos aerodinâmicos que ocorrem à jusante dos aerogeradores, onde a velocidade é reduzida.

Figura 6.14 – Curva de Potência dos aerogeradores E-48 da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)

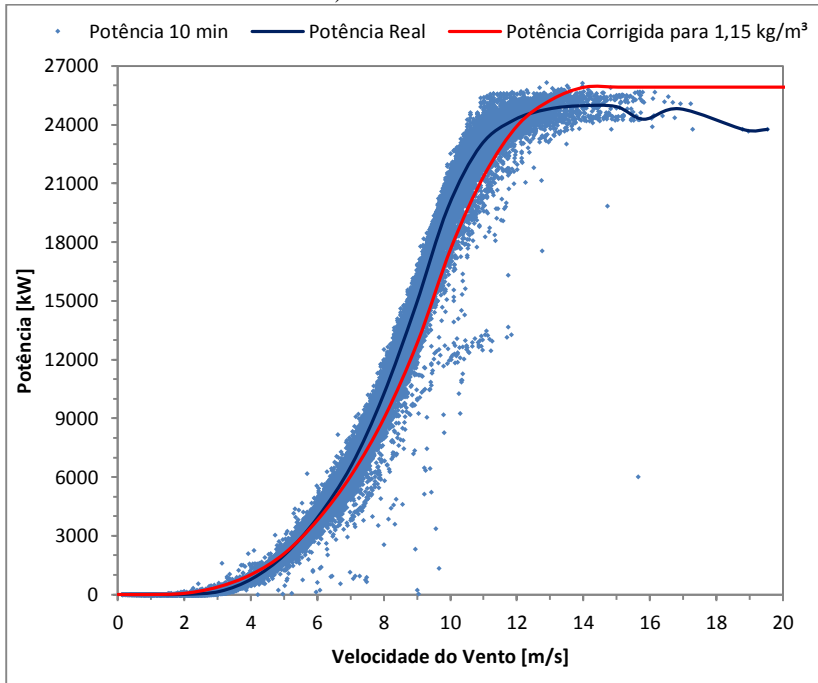


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Observa-se uma elevada quantidade de dados muito abaixo da curva de potência média. Tal fator pode ser explicado, em grande parte, devido aos momentos de operação do parque em carga parcial.

Para ilustrar esse efeito, o gráfico da Figura 6.15 mostra a mesma curva de potência desconsiderando o primeiro mês de operação do parque, período em que a usina apresenta elevadas taxas de indisponibilidade.

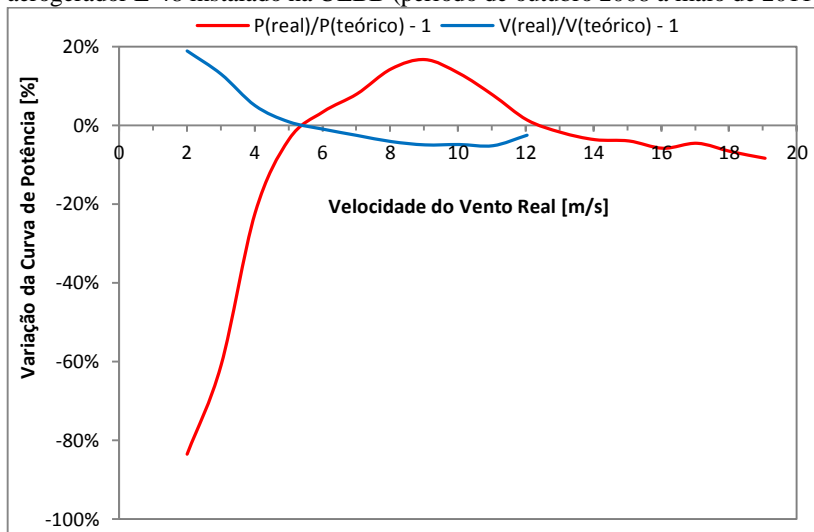
Figura 6.15 – Curva de Potência dos aerogeradores E-48 da UEBB (período de outubro de 2008 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Com as curvas de potência levantadas (teórica corrigida e real) é possível levantar os desvios da potência e da velocidade. Embora ambas as curvas estejam referenciadas diferentemente, foi realizada uma extrapolação linear sobre a curva de potência real. Para o cálculo da variação de velocidade, foi extrapolada a velocidade real de modo que a potência real fosse a mesma que a teórica. No caso da variação de potência, foi extrapolada a potência real de modo que a velocidade real fosse a mesma que a teórica. A figura seguinte indica essas variações na velocidade e potência da curva teórica sobre a teórica.

Figura 6.16 – Variação média entre a curva de potência real e teórica do aerogerador E-48 instalado na UEBB (período de outubro 2008 a maio de 2011)

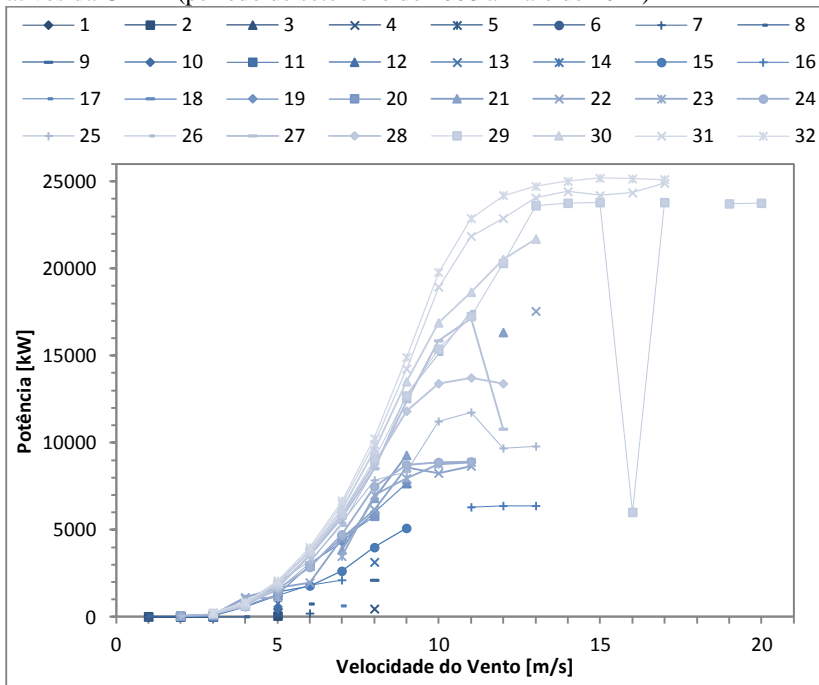


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Percebe-se que entre 2 a 5 m/s, a variação da velocidade é positiva, que pode ser explicada pelas variações do vento local com o vento na qual o aerogerador é certificado. Nota-se que a partir de 5 m/s, a variação se torna negativa, oscilando de 0 a 5% da velocidade teórica. Nesta faixa, além das variações na curva de potência decorrentes das características de vento local e da própria curva, um importante fator que reduz a velocidade é decorrente dos efeitos aerodinâmicos das pás e nacele na entrada do aerogerador.

Finalmente, avaliou-se a curva de potência variando o número de aerogeradores em operação. Nessas condições, verifica-se, como esperado, o decréscimo da potência à medida que se diminui o número de aerogeradores. Percebe-se assim que a curva de potência total do parque é reduzida pela influência das curvas de potência em carga parcial e não representa a curva de potência de cada máquina multiplicada pelo número de aerogeradores (32). Além disso, algumas curvas apresentam valores inesperados, como pode ser visto a curva de 29 aerogeradores em operação. A Figura 6.17 apresenta a curva de potência real para todas as quantidades de aerogeradores ativos da UEBB.

Figura 6.17 – Curva de potência real para todas as quantidades de aerogeradores ativos da UEBB (período de setembro de 2008 a maio de 2011)

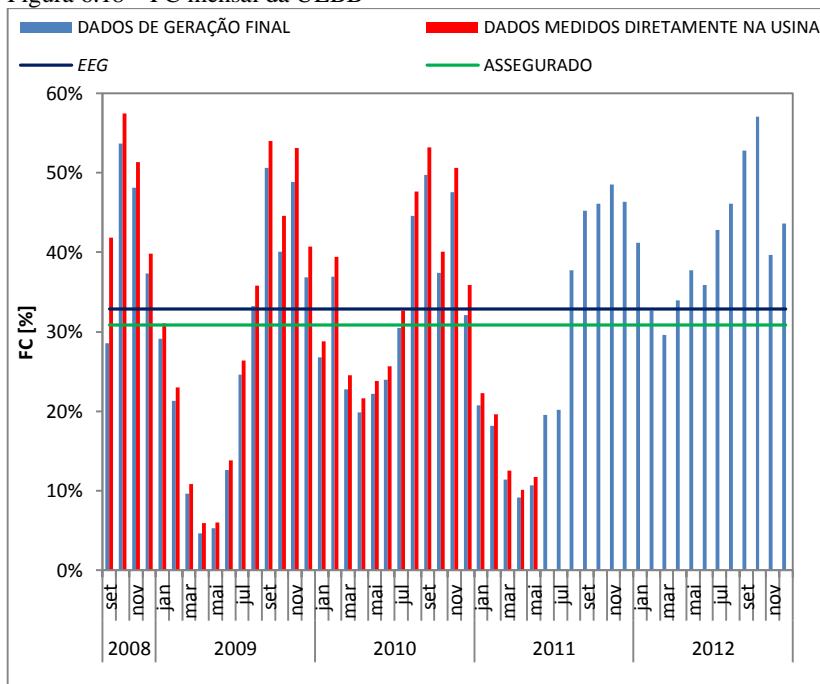


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.2.1.7 Energia Efetivamente Gerada

Com base nos dados de geração da usina, apresentados anteriormente, a Figura 6.18 ilustra o FC médio mensal para a UEBB. A Energia Efetivamente Gerada – *EEG*, contabilizada pela CCEE, foi extraída da Eletrobrás (2013). Os valores mensais são menores devido às perdas elétricas (rede interna, trafos e linha de transmissão), indisponibilidade na subestação e linha de transmissão, e consumo interno da usina. Neste caso, a *EEG* foi calculada em fator de capacidade, representando a potência média efetiva da usina sobre sua potência nominal.

Figura 6.18 – FC mensal da UEBB



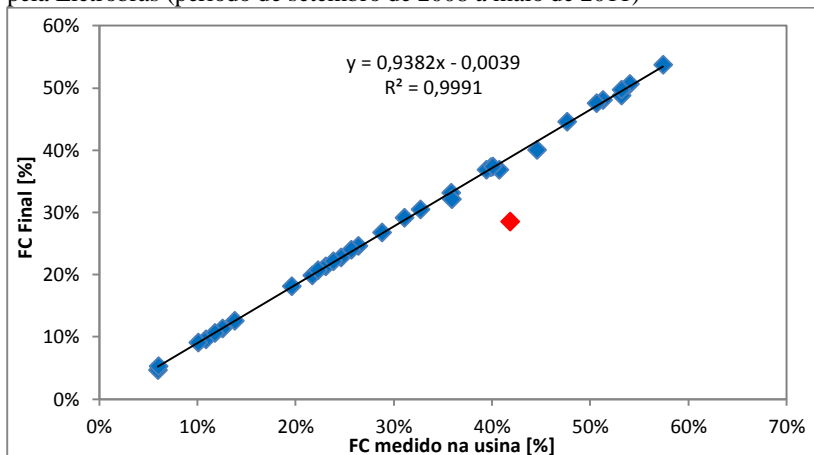
Fonte: Elaboração Própria. Dados da Tractebel (2011) e Eletrobrás (2013).

A alta oscilação mensal da geração do parque se deve principalmente ao regime de ventos da região. Percebe-se claramente o efeito de sazonalidade na geração, na qual o vento possui maior intensidade durante o segundo semestre de cada ano.

O gráfico apresentado indica que a EEG da usina está acima da GF da UEBB em 6,39%. Entretanto, o curto período de cerca de 4 anos de medições ainda é insuficiente para que se possa afirmar que a usina apresentará uma geração superior à sua GF para os 20 anos de operação.

A Figura 6.19 apresenta a correção entre os dados medidos na usina e àqueles contabilizados pela Eletrobrás, na qual se pode ver uma perda média de cerca de 6%. Foi eliminado o primeiro mês de geração, em setembro de 2008, devido à elevada discrepância da geração medida na usina com a geração final, contabilizada pela Eletrobrás. Essa variação pôde ter ocorrido por indisponibilidade da usina, subestação e/ou linha de transmissão durante o final de sua fase de comissionamento.

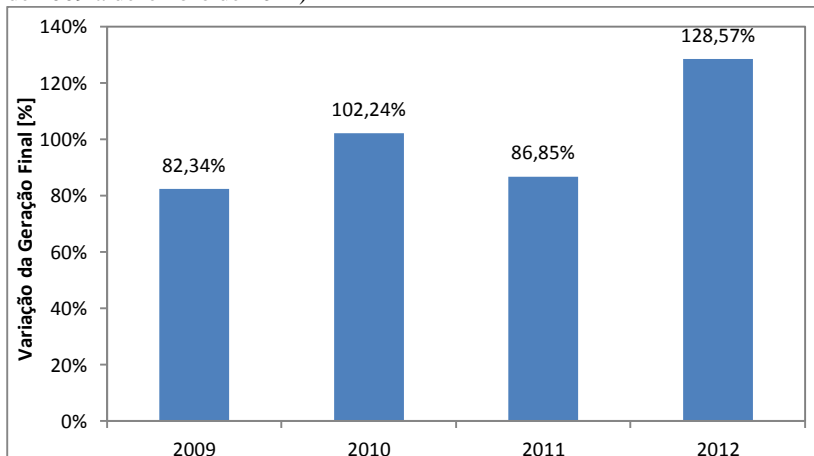
Figura 6.19 – Correlação entre o FC mensal medido na usina e o contabilizado pela Eletrobrás (período de setembro de 2008 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados da Tractebel (2011) e Eletrobrás (2013).

Com base nos dados contabilizados pela Eletrobrás, a Figura 6.20, a seguir, ilustra a índice normalizado da geração da UEBB entre janeiro de 2009 a dezembro de 2012. O cálculo normalizado foi baseado na média anual de geração.

Figura 6.20 – Variação Interanual da geração eólica da UEBB (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012)



Fonte: Elaboração Própria. Dados da Eletrobrás (2013).

6.2.2 MCP

6.2.2.1 Correlação

A Tabela 6.4 mostra a localização das estações de referência utilizadas na UEBB para a aplicação do MCP.

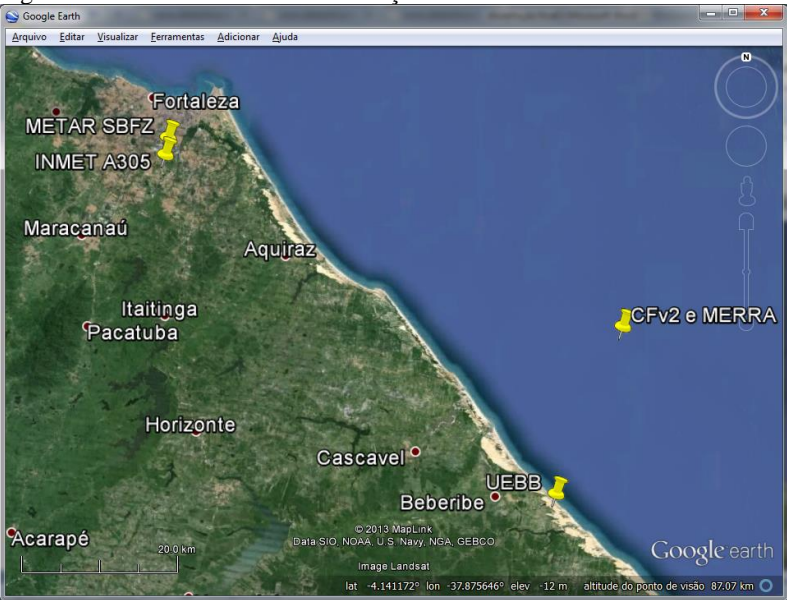
Tabela 6.4 – Localização das estações de referência utilizadas na UEBB

| DADOS | Coordenadas Geográficas (SIRGAS 2000) | | Altitude | Altura [m] |
|------------|---------------------------------------|-----------|----------|------------|
| | Latitude | Longitude | | |
| CFSv2 | -4,0000 | -38,0000 | 0 | 10 |
| MERRA | -4,0000 | -38,0000 | 0 | 50 |
| NCEP/NCAR | -5,0000 | -37,5000 | 55 | ~42 |
| METAR SBFZ | -3,7800 | -38,5300 | 25 | 10 |
| INMET A305 | -3,8000 | -38,5333 | 41 | 10 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados extraídos do Google Earth™, CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013).

A imagem de satélite, extraída do programa Google Earth™, ilustra uma vista aérea das estações de referência próximas da UEBB.

Figura 6.21 – Vista de satélite das estações de referência em torno da UEBB



Fonte: Google Earth™ (2013).

Por ficar em um ponto muito longe do centro da usina, note-se que o local dos dados NNRP não foi considerado na image.

Filtrando os dados, a Tabela 6.5 apresenta a relação das estações de referência utilizadas na UEBB para a aplicação do MCP. O período concorrente foi de setembro de 2008 a maio de 2011.

Tabela 6.5 – Resumo dos dados de referência utilizados na UEBB

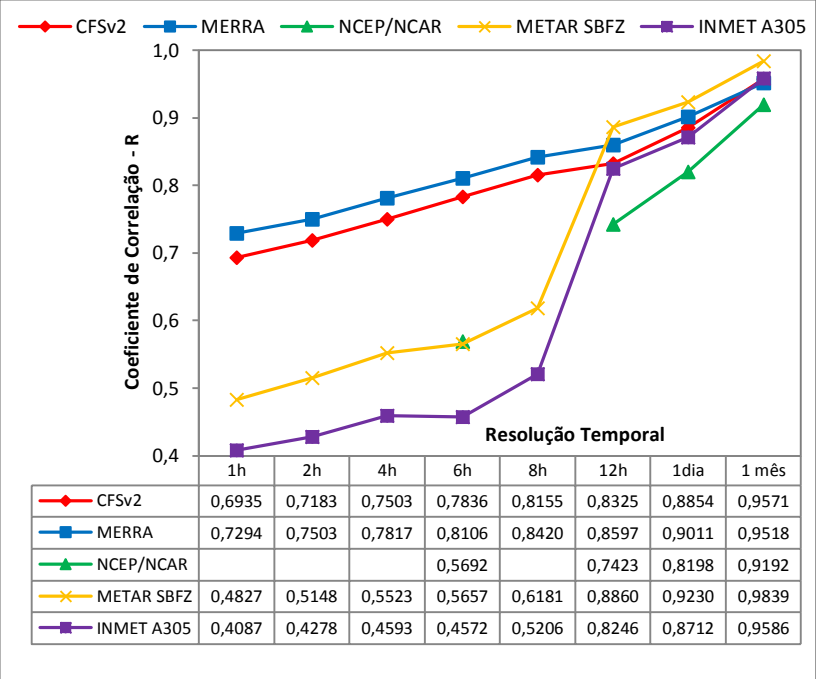
| DADOS | Distância do centro UEBB | Período Concorrente | | Período Total | |
|------------|--------------------------|---------------------|-------------------|---------------|-------------------|
| | | Período | Taxa de Cobertura | Período | Taxa de Cobertura |
| CFSv2 | 26 km a NNE | Integral | 100,00% | 1979-2012 | 100,00% |
| MERRA | 26 km a NNE | Integral | 100,00% | 1979-2012 | 100,00% |
| NNRP | 110 km a SW | Integral | 100,00% | 1948-2012 | 100,00% |
| METAR SBFZ | 68 km a SSW | Integral | 91,68% | 2000-2012 | 91,35% |
| INMET A305 | 67 km a SSW | 12/2008-01/2011 | 68,74% | 2003-2012 | ? |

Fonte: Elaboração Própria. Dados extraídos do CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013).

Por apresentar uma taxa de cobertura inferior a 95%, pode-se observar que os dados das estações físicas não atendem as recomendações da MEASNET. No entanto, os dados foram considerados a título comparativo com os dados da usina.

Correlacionando-se os diferentes dados de referência com os dados da usina, obtêm-se os coeficientes de correlação para diversas resoluções temporais, apresentadas na Figura 6.22. De maneira geral, nota-se que os dados que melhor foram correlacionados foram o CFSv2 e o MERRA. Logicamente, à medida que se avança na resolução temporal, melhora-se a correlação entre os dados locais e os dados de referência.

Figura 6.22 – Coeficientes de correlação entre dados de referência e os dados locais da UEBB de acordo com a resolução temporal

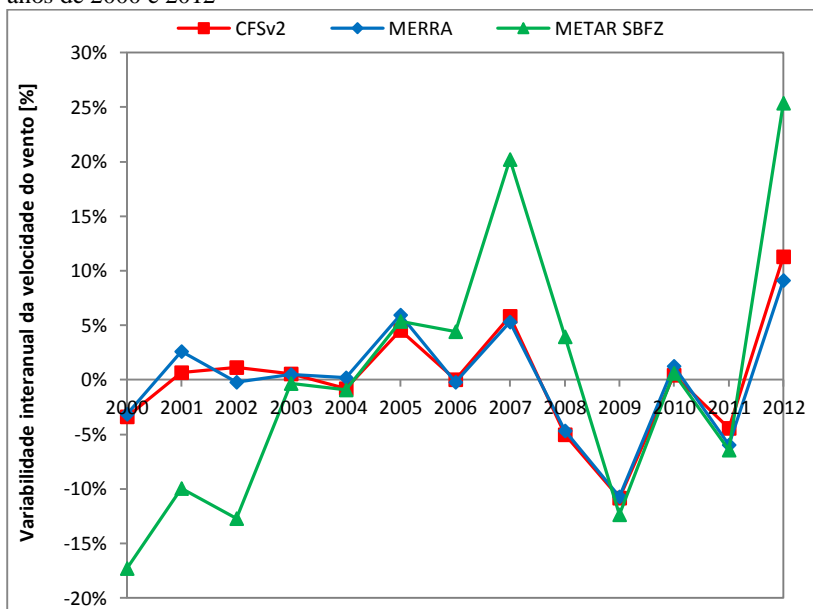


Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013). Dados das usinas fornecidos pela Tractebel (2011).

Observa-se um expressivo aumento no coeficiente de correlação para as estações físicas do INMET e METAR (ambas a cerca de 10 metros de altura), ao avançar a resolução de 8 horas para 12 horas. Para a resolução temporal de 1 mês, percebe-se uma ótima correlação dos dados, com destaque ao METAR. De maneira geral, os dados INMET e NNRP não apresentaram uma boa correlação com os dados do parque e foram descartados da análise.

Embora a taxa de cobertura destes dados seja incompleta de acordo com as recomendações da MEASNET, seus dados foram utilizados na análise juntamente com CFSv2 e MERRA. Assim sendo, a Figura 6.23 apresenta a variabilidade mensal durante o período comum dos três dados (2000 a 2012), evidenciando que os dados METAR se apresentam com maior variabilidade quando comparados aos dados sintéticos. Tal razão pode ser explicada pela baixa altura de medições da estação.

Figura 6.23 – Variabilidade Interanual dos dados de referência da UEBB entre os anos de 2000 e 2012

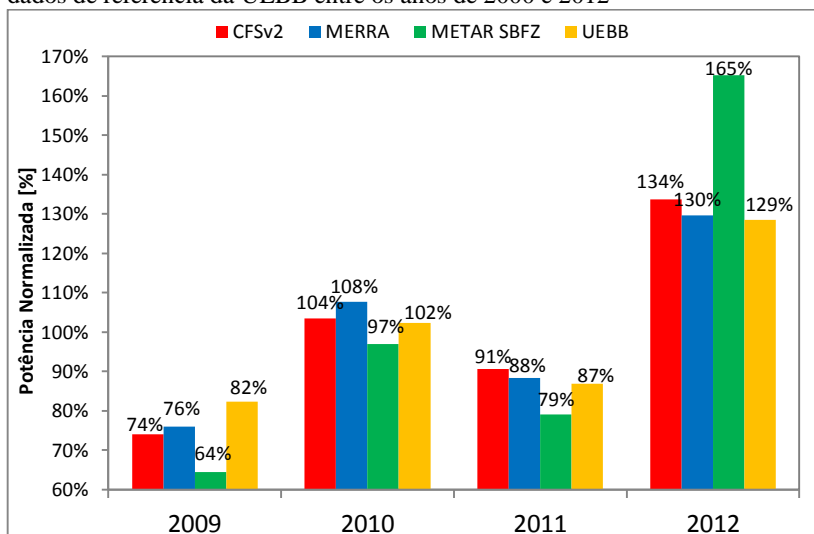


Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA, CPTEC/INPE (2013).

Com base neste resultado, verifica-se a impossibilidade do uso dos dados METAR devido à elevada discrepância com os dados sintéticos. Enquanto o desvio médio dos dados CFSv2 e MERRA foi de 3,72% e 3,89%, respectivamente, o desvio dos dados METAR foi de 9,17%. Conclui-se que os dados MERRA e CFSv2 apresentam-se mais adequados para aplicação do método MCP na UEBB.

Entre 2009 e 2012, foram normalizados os dados CFSv2, MERRA e METAR, para comparação com os dados de geração da UEBB. Para isso, foi aplicada a essa variabilidade, a função de sensibilidade do parque (ver seção 6.2.2.4).

Figura 6.24 – Variabilidade Interanual da estimativa de produção com base nos dados de referência da UEBB entre os anos de 2000 e 2012

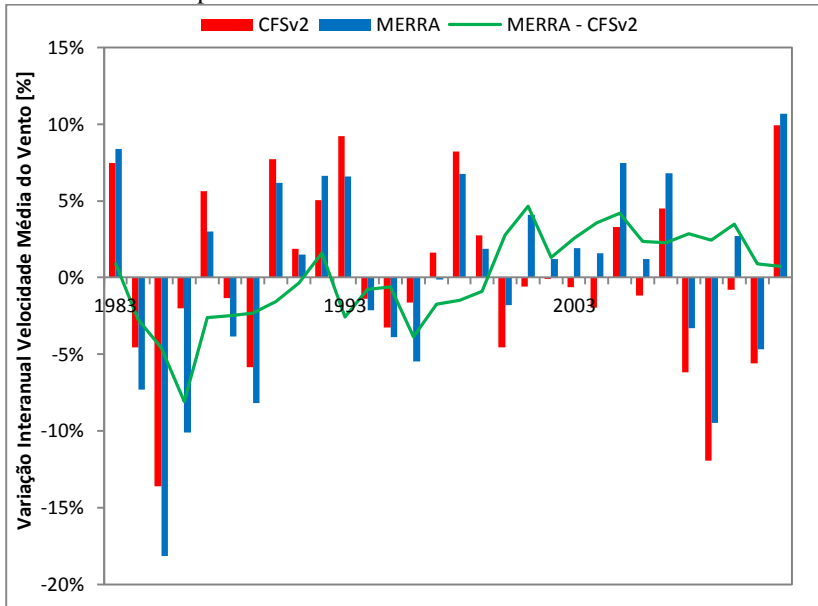


Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA, CPTEC/INPE (2013). Dados das usinas fornecidos pela Tractebel (2011).

Nota-se uma boa proximidade dos dados MERRA e CFSv2 com os dados da usina. Embora o coeficiente de correlação dos dados METAR com os dados da UEBB apresente uma boa correlação (acima de 12 horas), observa-se que na energia tal resultado não se mostra satisfatório. Descarta-se, portanto, os dados METAR.

Diante disso, foi avaliada a variabilidade dos dados CFSv2 e MERRA ao longo dos últimos 30 anos, ou seja, de 1983 a 2012. A Figura 6.25 mostra tal variação, evidenciando a existência de alguns anos atípicos com oscilação acima de 10%.

Figura 6.25 – Variabilidade interanual da velocidade do vento para os dados CFSv2 e MERRA para os anos de 1983 e 2012



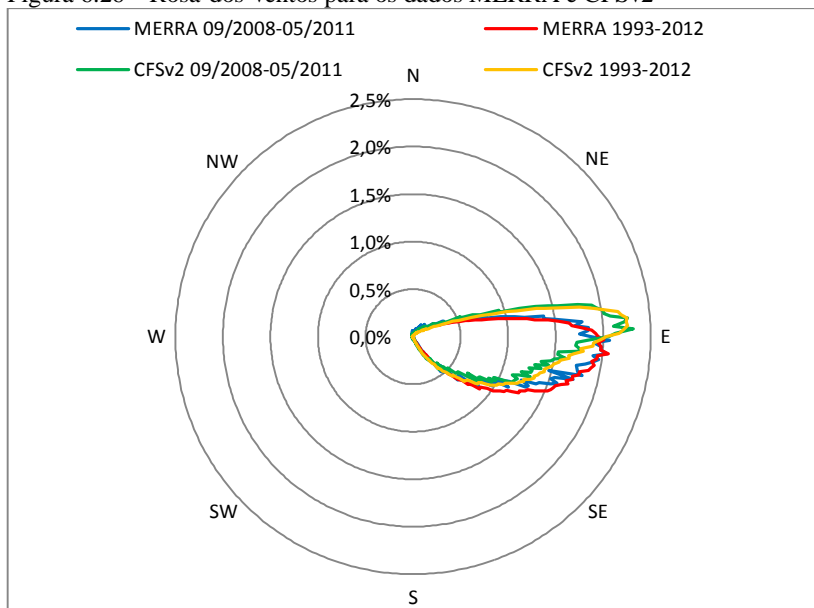
Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA (2013).

No gráfico apresentado, nota-se que os dados CFSv2 e MERRA se mostram com tendência semelhante. A linha MERRA - CFSv2 representa a diferença dessa variação, indicando um desvio médio de 2,74%. Com exceção do ano de 1986, o desvio da variabilidade anual tem sido sempre menor que 5%.

Para os dados MERRA verificou-se uma variabilidade interanual de 7,7% entre 1993 e 2012. Já para os dados MERRA, verificou-se uma variabilidade interanual de 5,1% entre 1993 e 2012. Assim, conclui-se que a adoção da variabilidade de 6% para o local está apropriada para a análise de incerteza.

Com base nos dados CFSv2 e MERRA, foi verificada a variabilidade na direção do vento. A Figura 6.26, a seguir, apresenta a rosa-dos-ventos (espaçamento em 1°) para esses dados referentes ao período total (30 anos) e concorrente da UEBB. Nota-se que a oscilação da direção entre o período de operação e o período de 30 anos é tão baixa que tolera a aplicação do método do índice eólico, no qual não utiliza dados de direção.

Figura 6.26 – Rosa-dos-ventos para os dados MERRA e CFSv2



Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA (2013).

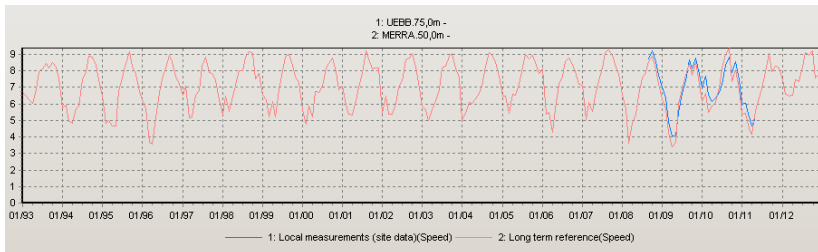
Observa-se também uma proximidade da direção predominante do vento entre os dados CFSv2 e MERRA. Com uma direção muito próxima de leste, a média vetorial para todo o período resultou em aproximadamente 100° a partir do norte para ambos os dados. O desvio médio entre os dados foi muito pequeno em cerca de $0,5^\circ$, mostrando que ambos os dados estão coerentes entre si.

Como apontando no capítulo quatro, de acordo com a orientação das dunas, sugere-se um vento predominante da UEBB entre-se leste e sudeste. A rosa-dos-ventos dos dados sintéticos confirma essa hipótese indicando um vento unidirecional. Assim, o arranjo dos aerogeradores pode não estar orientado da melhor maneira para captação do vento predominante. Tal fato é provavelmente o principal causador das perdas aerodinâmicas, que pode ser inferido no elevado desvio médio de produção de energia, apresentado anteriormente.

Nesta análise, verificou-se que os dados que se apresentaram com melhor aderência aos da UEBB foram CFSv2 e MERRA. Com o melhor coeficiente de correlação, os dados MERRA se destacaram e, assim, foram utilizados na aplicação do método.

A escolha do período dos dados MERRA foi para 20 anos, entre 1993 e 2012. A Figura 6.27, extraída do programa WindPRO 2.9, apresenta a velocidade média mensal do vento no período escolhido para os dados da UEBB e dados MERRA.

Figura 6.27 – Velocidade média mensal do vento, em m/s, entre 1993 e 2012 para os dados da UEBB e MERRA

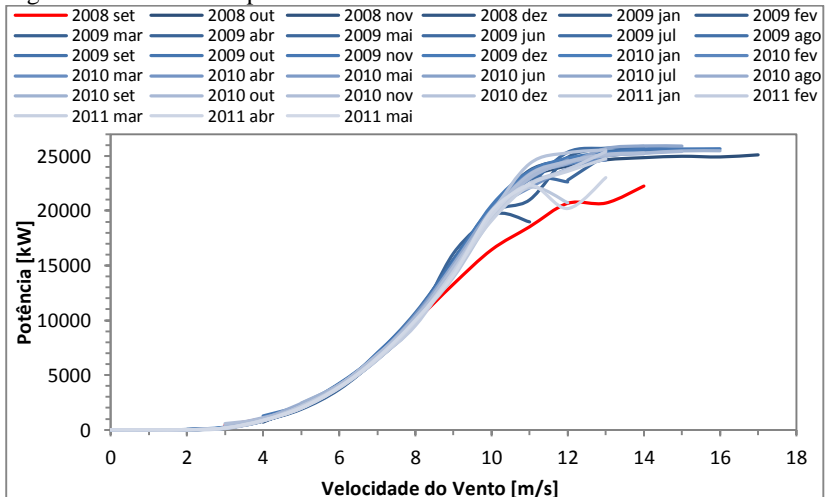


Fonte: Elaboração própria a partir do programa WindPRO 2.9 (2013).

6.2.2.2 Curva de Potência

Como o método foi baseado na análise mensal, deve-se analisar o comportamento da curva de potência a cada mês. A Figura 6.28 apresenta a curva de potência de cada mês, evidenciando a disparidade dos dados do primeiro mês de operação com os demais.

Figura 6.28 – Curva de potência mensal da UEBB

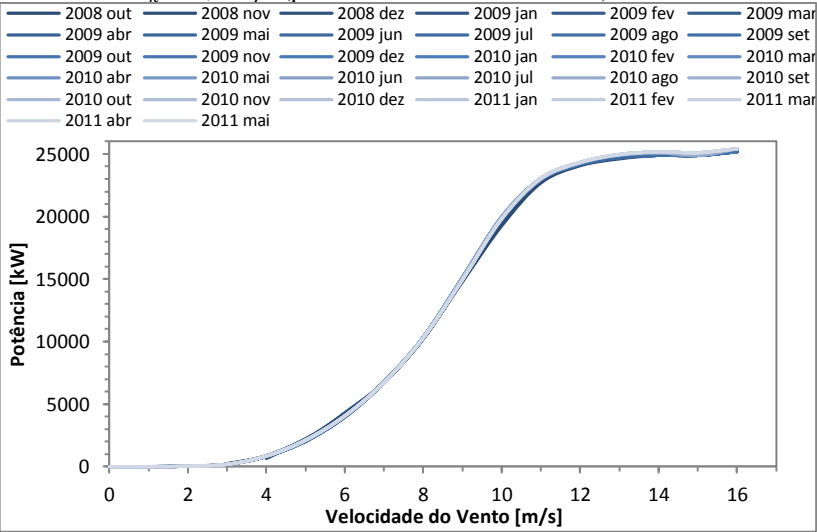


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Diante disso, foram descartados, de maneira geral, os dados do primeiro mês de operação. Ao considerar somente carga total para cada mês a partir de outubro de 2008, percebeu-se que todas as curvas de potência mensal estavam bem aderentes entre si.

Para a elaboração da curva de potência mensal consolidada, considerou-se somente as hipóteses de $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 32$ e $v_k \geq 3,5$ m/s. Além disso, os valores de $P_{i,j}$ e $v_{i,j}$ foram pré-calculados para uma média temporal de uma hora, baseada na resolução dos dados MERRA, estes escolhidos para uso na aplicação do método. Com base nestas considerações, a Figura 6.29, a seguir, indica a curva de potência consolidada para cada mês na UEBB.

Figura 6.29 – Curva de potência mensal consolidada da UEBB para $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 32$ e $v_k \geq 3,5$ m/s (período Outubro/08 a Maio/11)

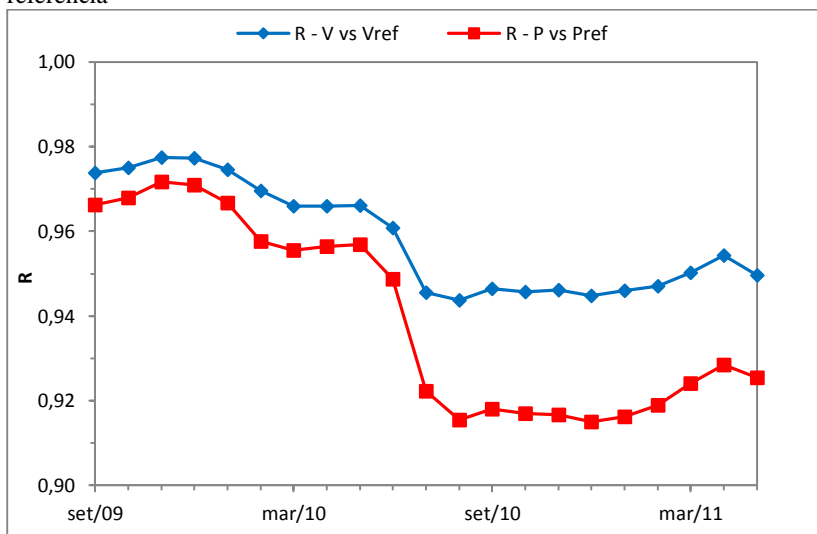


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.2.2.3 Índice Eólico

A partir das curvas de potência levantadas e dos dados locais e dados de referência, pode-se aplicar o método MCP. O método de extrapolação de longo prazo foi aplicado à UEBB a partir do seu primeiro ano de operação em diante. A Figura 6.30 apresenta o coeficiente de correlação mensal consolidado entre os dados locais com os dados de referência.

Figura 6.30 – Coeficiente de Correlação (R) entre os dados locais e dados de referência



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011) e resultados extraídos do programa WindPRO 2.9.

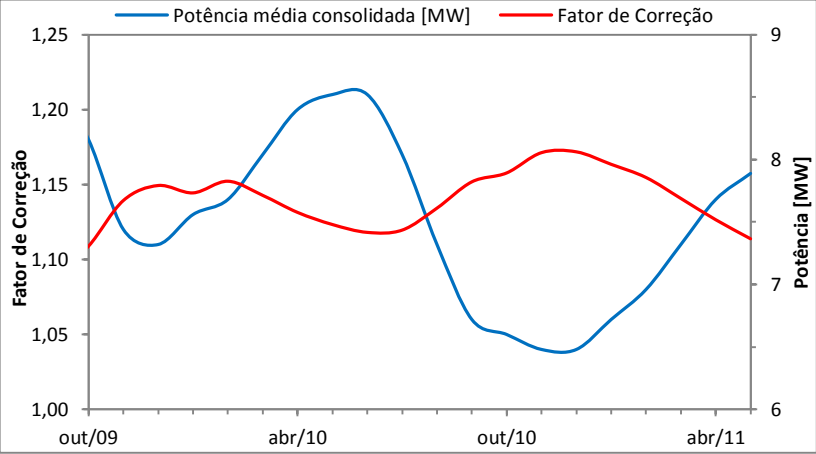
Nota-se uma elevada tendência no decréscimo do coeficiente de correlação à medida que se avança o período de operação da UEBB, principalmente a partir de julho de 2010. Além disso, percebe-se também que o coeficiente de correlação entre as potências diminui mais rapidamente que o coeficiente de correlação entre as velocidades.

A partir dos resultados obtidos por meio do programa WindPRO 2.9, obteve-se o Fator de Correção consolidado após cada mês de operação. A Figura 6.31, a seguir, mostra o comportamento deste fator de correção ao longo dos meses de operação. Foi adicionado junto ao gráfico a potência média consolidada.

Observa-se que o Fator de Correção da Usina varia inversamente proporcional com a potência média consolidada. Quanto mais constante essa relação melhor, pois menor serão as variações da estimativa de longo prazo com o passar dos meses.

O Apêndice C contém o relatório da aplicação do MCP na UEBB para o período de outubro de 2008 a maio de 2011. O arquivo foi gerado no procedimento *Wind Index MCP* do módulo MCP do programa WindPRO 2.7.

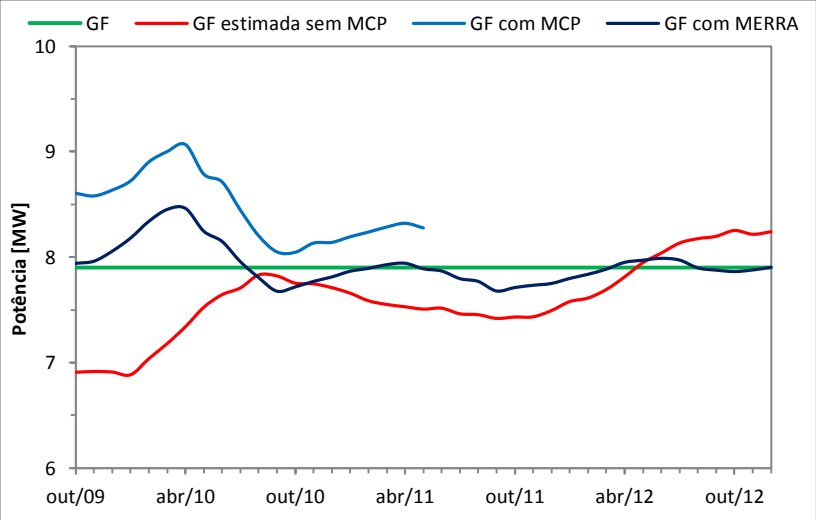
Figura 6.31 – Fator de correção mensal consolidado no eixo à esquerda e potência média consolidada no eixo da direita



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011) e resultados extraídos do programa WindPRO 2.9.

Multiplicando mensalmente os valores consolidados da potência média com o fator de correção do método MCP, obtém-se a GF estimada.

Figura 6.32 – GF estimadas na UEBB



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011) e resultados extraídos do programa WindPRO 2.9.

A Figura 6.32 apresentada, indica a garantia física estimada para a UEBB com a utilização do MCP e sem a aplicação do método. A GF com MERRA representa a aplicação do método exclusivamente com os dados MERRA, ou seja, sem o uso dos dados locais.

Embora a geração final consolidada tenha sido praticamente sempre inferior à GF, nota-se que a aplicação do MCP mostrou que a geração final foi maior do que a GF. Observa-se uma elevada oscilação mensal para a GF estimada pelo método MCP. Esse fato ocorre pois cada índice eólico possui o mesmo peso e, assim, o método acaba por incorporar desigualmente os meses envolvidos. Desta forma, o resultado acaba por apresentar pequena sazonalidade ao longo dos meses. Nota-se também uma elevada diferença entre a potência estimada inicialmente (usina com um ano de operação) e a potência estimada com dois anos de operação. Tal resultado evidencia a dificuldade em se aplicar o método para pouco anos de operação. Outra dificuldade é a queda com o tempo do coeficiente de correlação entre os dados locais e os dados de referência.

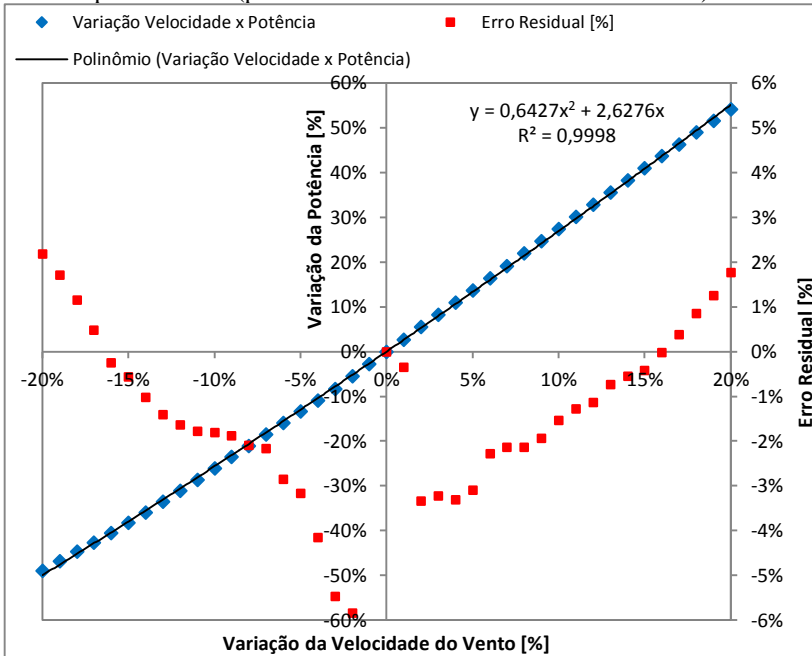
Além desses resultados, foi aplicado o método MCP novamente, como descrito no capítulo anterior, mas sem corrigir para os dados locais. Neste caso, com base somente na variação energética entre os dados de referência (período de longo prazo e período concorrente com a usina), aplica-se diretamente o resultado sobre a produção energética. Nota-se um comportamento semelhante ao estimado pelo método MCP. Coincidentemente, para o final do período analisado, a GF extrapolada somente com os dados MERRA se tornou muito próxima da GF da usina.

6.2.2.4 Sensibilidade

A Figura 6.33, a seguir, apresenta um gráfico com a sensibilidade da geração da UEBB com a variação na velocidade média do parque. Percebe-se que, utilizando o método dos mínimos quadrados, a função polinomial de segundo grau foi mais aderente aos dados no domínio de -20 a 20% do que a função linear, esta corriqueiramente utilizada em meio comercial. Baseando-se na função linear, o resultado indica uma sensibilidade para uma função em cerca de 263% da variação da velocidade sobre a potência. É importante verificar que a curva não é totalmente linear, reduzindo sua taxa de variação à medida que se aumenta a variação da velocidade. Isto ocorre pois no caso de uma variação positiva na velocidade, sua frequência acima da velocidade nominal é cada vez maior, e no caso de uma variação negativa na velocidade, sua frequência abaixo da velocidade de operação é cada vez maior. A partir de uma variabilidade de 3% na velocidade do vento, o erro

residual fica no máximo em 5%. Salienta-se que os maiores erros se encontram no domínio próximo de zero.

Figura 6.33 – Sensibilidade da velocidade do vento em função da potência média da usina para a UEbb (período de setembro de 2008 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Para o domínio apresentado, a sensibilidade pode ser estimada da seguinte maneira:

$$P_{norm} \approx 2,6276 \cdot v_{norm} + 0,6427 \cdot (v_{norm})^2 \quad [6.1]$$

Considerando os resultados da velocidade e potência média da usina, tal sensibilidade representaria 6,12 MW/(m/s) para baixas variações na velocidade do vento a partir do instante inicial, ou seja, da atual produção média. A equação abaixo representa a condição de contorno estimada para uma pequena taxa de variação da potência com relação à velocidade no parque:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial v} \right|_{v=v_0} \approx 2,6513 \cdot \frac{P_0}{v_0} = 3,03 \frac{MW}{m/s} \quad [6.2]$$

6.3 ESTUDO DE CASO DA USINA EÓLICA PEDRA DO SAL

6.3.1 Análise da Geração

6.3.1.1 Taxa de Cobertura

A Tabela 6.6, a seguir, apresenta o número de registro máximo e realizado, após aplicação do filtro. A taxa de cobertura de dados para o período total foi de 96,2%, estando de acordo com as recomendações da MEASNET.

Tabela 6.6 – Taxa de Cobertura Mensal da UEPS

| Data | Registro máximo possível | Registros | Taxa de Cobertura |
|-------------|--------------------------|-----------|-------------------|
| 2009 | 52.560 | 49.386 | 94,0% |
| Jan | 4.464 | 3.681 | 82,5% |
| Fev | 4.032 | 3.867 | 95,9% |
| Mar | 4.464 | 3.918 | 87,8% |
| Abr | 4.320 | 4.300 | 99,5% |
| Mai | 4.464 | 4.349 | 97,4% |
| Jun | 4.320 | 4.175 | 96,6% |
| Jul | 4.464 | 4.125 | 92,4% |
| Ago | 4.464 | 4.458 | 99,9% |
| Set | 4.320 | 4.018 | 93,0% |
| Out | 4.464 | 4.099 | 91,8% |
| Nov | 4.320 | 4.196 | 97,1% |
| Dez | 4.464 | 4.200 | 94,1% |
| 2010 | 52.560 | 51.441 | 97,9% |
| Jan | 4.464 | 4.432 | 99,3% |
| Fev | 4.032 | 3.933 | 97,5% |
| Mar | 4.464 | 4.092 | 91,7% |
| Abr | 4.320 | 4.204 | 97,3% |
| Mai | 4.464 | 4.366 | 97,8% |
| Jun | 4.320 | 4.308 | 99,7% |
| Jul | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Ago | 4.464 | 4.453 | 99,8% |
| Set | 4.320 | 4.320 | 100,0% |
| Out | 4.464 | 4.464 | 100,0% |
| Nov | 4.320 | 4.139 | 95,8% |
| Dez | 4.464 | 4.266 | 95,6% |
| 2011 | 21.744 | 21.171 | 97,4% |
| Jan | 4.464 | 4.443 | 99,5% |
| Fev | 4.032 | 4.026 | 99,9% |
| Mar | 4.464 | 4.017 | 90,0% |
| Abr | 4.320 | 4.222 | 97,7% |
| Mai | 4.464 | 4.463 | 100,0% |
| Total geral | 126.864 | 12.1998 | 96,2% |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.3.1.2 Resultado por Aerogerador

A Tabela 6.7 apresenta o resumo dos dados de vento para cada aerogerador.

Tabela 6.7 – Velocidade média e parâmetros de Weibull para cada aerogerador da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)

| Aerogerador | \bar{v}_i [m/s] | $v_{MAX,i}$ [m/s] | Parâmetros de Weibull | | $\frac{(\bar{v}_i - \bar{v}_{parque})}{\bar{v}_{parque}}$ |
|----------------|----------------------|----------------------|-----------------------|---------|---|
| | | | k | c [m/s] | \bar{v}_{parque} [%] |
| WEC-01 | 7,40 | 20,7 | 2,68 | 8,32 | -0,54 |
| WEC-02 | 7,49 | 20,8 | 2,68 | 8,43 | 0,67 |
| WEC-03 | 7,47 | 19,7 | 2,70 | 8,40 | 0,40 |
| WEC-04 | 7,50 | 19,7 | 2,73 | 8,43 | 0,81 |
| WEC-05 | 7,40 | 20,5 | 2,68 | 8,32 | -0,54 |
| WEC-06 | 7,40 | 19,7 | 2,76 | 8,32 | -0,54 |
| WEC-07 | 7,39 | 19,5 | 2,71 | 8,31 | -0,67 |
| WEC-08 | 7,36 | 19,5 | 2,69 | 8,28 | -1,08 |
| WEC-09 | 7,40 | 20,3 | 2,70 | 8,33 | -0,54 |
| WEC-10 | 7,38 | 20,5 | 2,73 | 8,29 | -0,81 |
| WEC-11 | 7,62 | 20,5 | 2,75 | 8,57 | 2,42 |
| WEC-12 | 7,47 | 19,7 | 2,72 | 8,40 | 0,40 |
| WEC-13 | 7,47 | 20,5 | 2,75 | 8,39 | 0,40 |
| WEC-14 | 7,51 | 19,8 | 2,75 | 8,44 | 0,94 |
| WEC-15 | 7,40 | 20,3 | 2,75 | 8,32 | -0,54 |
| WEC-16 | 7,45 | 21,0 | 2,73 | 8,38 | 0,13 |
| WEC-17 | 7,44 | 19,5 | 2,79 | 8,36 | 0,00 |
| WEC-18 | 7,47 | 19,0 | 2,78 | 8,24 | 0,40 |
| WEC-19 | 7,35 | 19,6 | 2,74 | 8,26 | -1,21 |
| WEC-20 | 7,33 | 21,2 | 2,71 | 8,40 | -1,48 |
| Média Absoluta | 7,44 | - | 2,77 | 8,36 | 0,73 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Devido às pequenas variações orográficas do terreno, a altitude média dos aerogeradores é muito semelhante. Além disso, as perdas aerodinâmicas devem ser bem próximas, pois o arranjo do parque está orientado em uma única direção. Desta forma, têm-se pequenas variações entre as velocidades e o fator de forma dos aerogeradores.

Em comparação à variabilidade média da velocidade do vento, a UEBB apresentou um valor absoluto de 3,26%, enquanto a UEPS um valor de 0,73%.

A conversão do vento em energia elétrica é mostrada na Tabela 6.8 para cada aerogerador. Apesar de os aerogeradores apresentarem, em diversos momentos, uma potência superior a 900 kW, os cálculos de fator de capacidade e garantia física foram baseados na potência nominal de 900 kW para o aerogerador e 18.000 kW para a usina.

Tabela 6.8 – Geração para cada aerogerador da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)

| Aerogerador | \bar{P}_i [kW] | $P_{MAX,i}$ [kW] | FC_i [%] | $\frac{(P_i - P_{parque})}{P_{parque}}$ [%] |
|-------------|---------------------|---------------------|---------------|--|
| WEC-01 | 285,8 | 920 | 31,76 | 0,38 |
| WEC-02 | 285,0 | 920 | 31,67 | 0,08 |
| WEC-03 | 291,9 | 930 | 32,43 | 2,51 |
| WEC-04 | 289,6 | 930 | 32,18 | 1,69 |
| WEC-05 | 289,1 | 930 | 32,12 | 1,51 |
| WEC-06 | 285,2 | 920 | 31,69 | 0,16 |
| WEC-07 | 292,4 | 920 | 32,49 | 2,66 |
| WEC-08 | 285,3 | 920 | 31,70 | 0,19 |
| WEC-09 | 288,4 | 930 | 32,05 | 1,28 |
| WEC-10 | 281,9 | 930 | 31,32 | -1,02 |
| WEC-11 | 284,9 | 920 | 31,65 | 0,04 |
| WEC-12 | 282,2 | 920 | 31,36 | -0,90 |
| WEC-13 | 283,4 | 920 | 31,49 | -0,47 |
| WEC-14 | 284,4 | 921 | 31,60 | -0,13 |
| WEC-15 | 281,8 | 920 | 31,31 | -1,06 |
| WEC-16 | 286,6 | 920 | 31,85 | 0,65 |
| WEC-17 | 282,3 | 920 | 31,37 | -0,87 |
| WEC-18 | 280,4 | 930 | 31,16 | -1,52 |
| WEC-19 | 280,0 | 930 | 31,12 | -1,66 |
| WEC-20 | 274,7 | 930 | 30,53 | -3,52 |
| Total | 5.695,5 | 18.451 | 31,64* | 1,11* |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

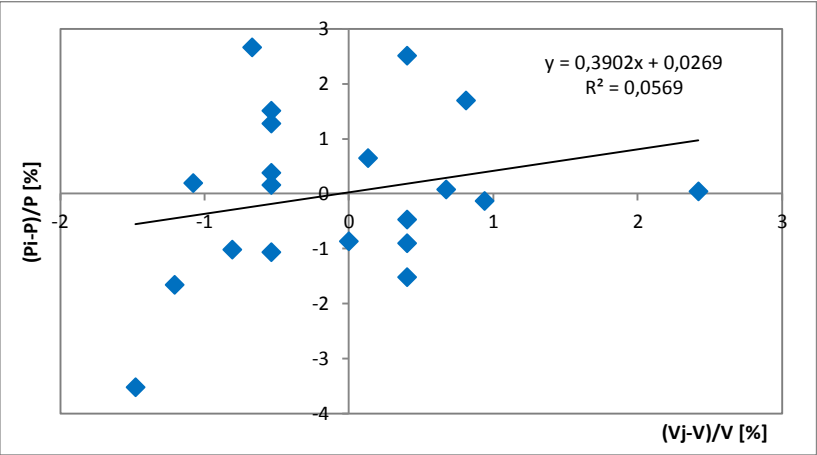
*Média Absoluta. No cálculo do FC, considerou-se a carga parcial dos dois primeiros meses de operação.

Em comparação à variabilidade média da geração, a UEBB apresentou um valor absoluto de 9,38%, enquanto a UEPS um valor de 1,11%.

Nas tabelas apresentadas, percebe-se que não há relação dos aerogeradores entre a variação da velocidade média e a variação da geração média. Tal fato pode ter ocorrido devido a variação da curva de potência e disponibilidade entre os aerogeradores.

O próximo gráfico, Figura 6.34, ilustra a baixa relação da geração de cada aerogerador com a velocidade. Como a variação de velocidade é pequena, a não linearidade da geração pode ser explicada pelas variações da curva de potência de cada aerogerador.

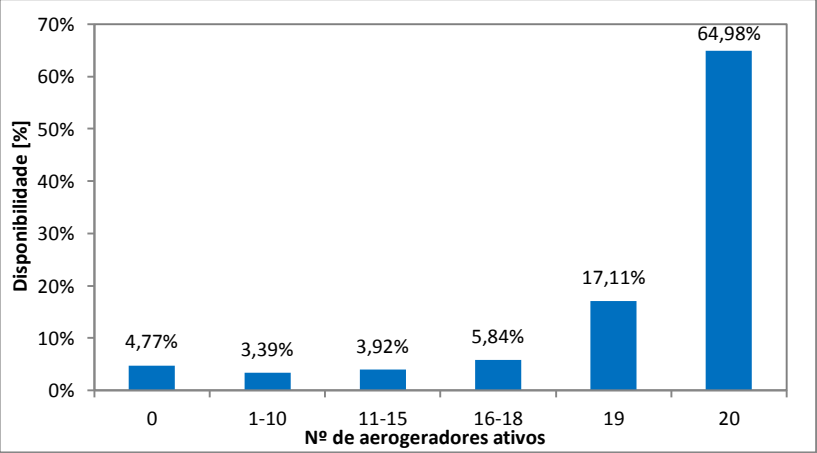
Figura 6.34 – Relação entre variação da velocidade do vento e variação da potência para cada aerogerador da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

A avaliação da disponibilidade da usina considerou somente os aerogeradores ativos. Para isso, a Figura 6.35 indica a taxa de disponibilidade em relação ao número de aerogeradores ativos, de maneira que o total resulte em 100%.

Figura 6.35 – Disponibilidade da UEPS de acordo com o número de aerogeradores ativos (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)



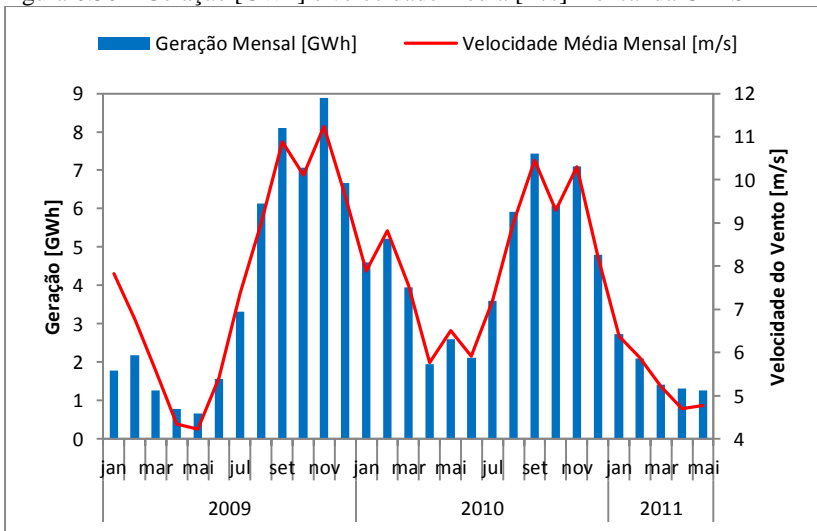
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Percebe-se que em 82% do tempo, de 19 a 20 aerogeradores do parque estiveram em operação. A taxa média de disponibilidade da UEPS para o período verificado foi de 90,02%, na qual se encontram períodos em que a velocidade está abaixo da velocidade de partida, ou períodos de manutenções da usina (indisponibilidade total ou parcial) além de erros de aquisição de dados. Ressalta-se novamente que neste cálculo não foi considerado o período sem dados (ver Tabela 6.6). Observa-se que a UEPS apresentou uma indisponibilidade maior do que a UEBB. Tal fato se deve, em parte, à velocidade de partida dos aerogeradores, que no caso da UEPS é maior do que da UEBB.

6.3.1.3 Geração e Fator de Capacidade Mensal

A geração da UEPS tem apresentado, de maneira acentuada, um comportamento sazonal. Entre janeiro de 2009 e maior de 2011, o período com os ventos mais intensos foi no segundo semestre de cada ano. Nota-se, portanto, que os meses de maior geração têm acompanhado os meses com maior velocidade, sendo no segundo semestre dos anos de 2009 e 2010.

Figura 6.36 – Geração [GWh] e velocidade média [m/s] mensal da UEPS

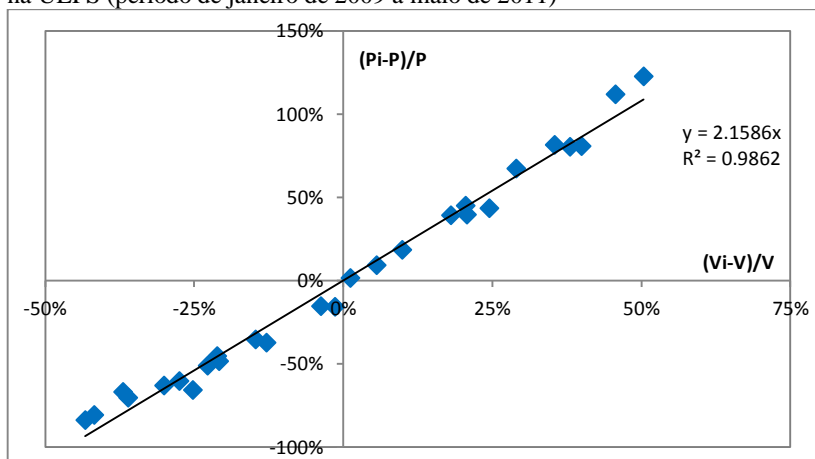


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

A velocidade média para o período apresentado foi de 7,44 m/s, resultando numa geração de 112,59 GWh. Tal produção representa uma geração média mensal de 3.887 MWh, ou 29,58% de fator de capacidade. Como a taxa de cobertura foi menor que 100% em praticamente todos os meses, a análise sobre os dados de geração se torna difícil de ser realizada, pois durante os períodos sem dados, a usina pôde estar tanto em manutenção quanto em operação. Como apresentado na Tabela 6.8, o fator de capacidade, calculado a partir da potência média de 5,696 MW, foi de 31,64%.

Como apresentado para a UEBB, a Figura 6.37 exemplifica a variabilidade da velocidade média mensal com a variabilidade da potência média mensal, indicando uma relação linear entre as médias normalizadas. Percebe-se, novamente, uma elevada sensibilidade da velocidade do vento na geração.

Figura 6.37 – Relação da variação da potência média mensal com a velocidade na UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)

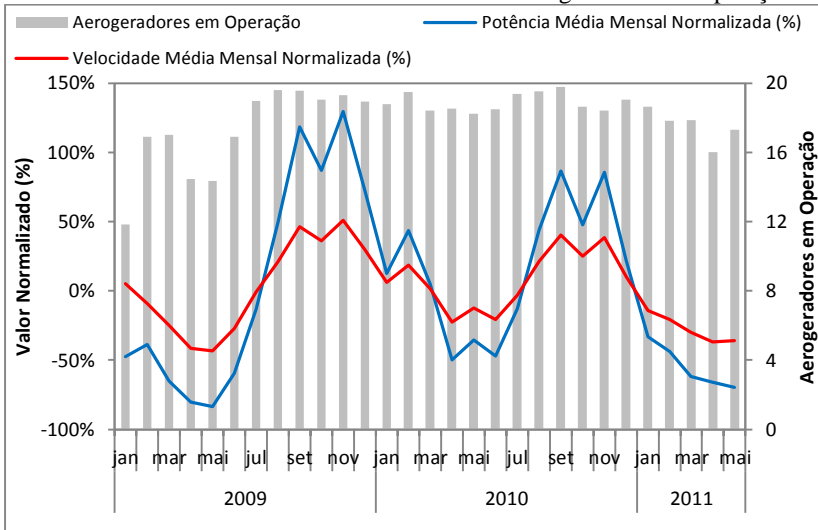


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Nota-se a elevada sensibilidade da velocidade do vento na geração. Observa-se, neste caso, uma relação mais linear quando comparada à UEBB.

Para ilustrar a variabilidade do número médio de aerogeradores ativos por mês, apresenta-se tal comportamento no gráfico seguinte, Figura 6.38. Essa análise evidencia que nos primeiros meses de operação da usina, assim como nos períodos em que o vento é menos intenso, o número médio de aerogeradores ativos é menor.

Figura 6.38 – Potência e velocidade média mensal normalizada [%] na UEPS. O eixo secundário indica o número médio mensal de aerogeradores em operação.



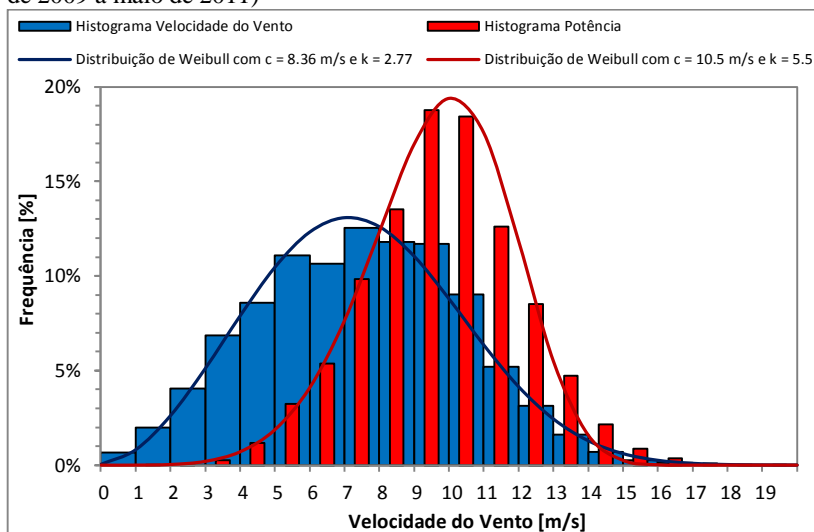
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.3.1.4 Distribuição de Frequência

Para a caracterização da distribuição de Weibull do parque eólico, foram considerados os dados anemométricos e de geração de todos os aerogeradores, na qual as médias foram realizadas para cada 10 minutos.

A Figura 6.39, a seguir, apresenta o histograma da velocidade do vento juntamente com a distribuição de Weibull, cujos parâmetros ajustados foram para o fator de forma (k) de 2,77 e o fator de escala (c) de 8,36 m/s. Foi adicionado também junto ao gráfico o histograma da frequência de geração, cujos parâmetros ajustados foram para o fator de forma (k) de 6 e o fator de escala (c) de 11 m/s. Da mesma forma que encontrado na UEBB, a frequência da velocidade média do vento e da geração dos aerogeradores da UEPS tem se mostrado aderente com a distribuição de Weibull.

Figura 6.39 – Histograma e Distribuição de Weibull da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)



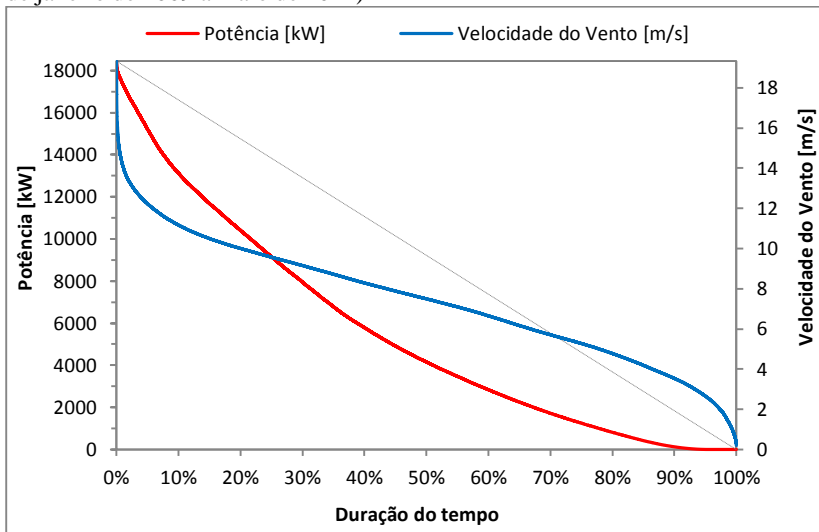
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Percebe-se novamente que a frequência média para geração é maior do que a frequência média para a velocidade. Como ocorre na UEBB, a potência da usina da UEPS varia com a velocidade do vento sobre uma razão aproximadamente quadrática (ver seção 6.3.2.4). Observa-se que somente cerca de 0,5% do tempo, a velocidade média do vento tem sido maior do que a velocidade nominal do aerogerador, para 16 m/s.

Comparativamente à UEBB, pode-se ver que a UEPS apresenta ventos mais intensos, pois possui um maior fator de escala. Além disso, o fator de forma revela que a distribuição da usina é mais dispersa do que a UEBB. Desta forma, o vento da usina de Parnaíba apresenta maior densidade de potência pois possui maior magnitude e menor fator de forma.

O gráfico da Figura 6.40, a seguir, apresenta a curva de duração da potência da usina. Da mesma maneira que ocorrido para a UEBB, na maior parte do tempo a velocidade do vento tem sido menor que a nominal, resultando em um período muito curto na qual a geração é máxima. Foi adicionada, juntamente ao gráfico, a curva de duração da velocidade média do vento nos aerogeradores.

Figura 6.40 – Curva de duração da potência e velocidade média da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)



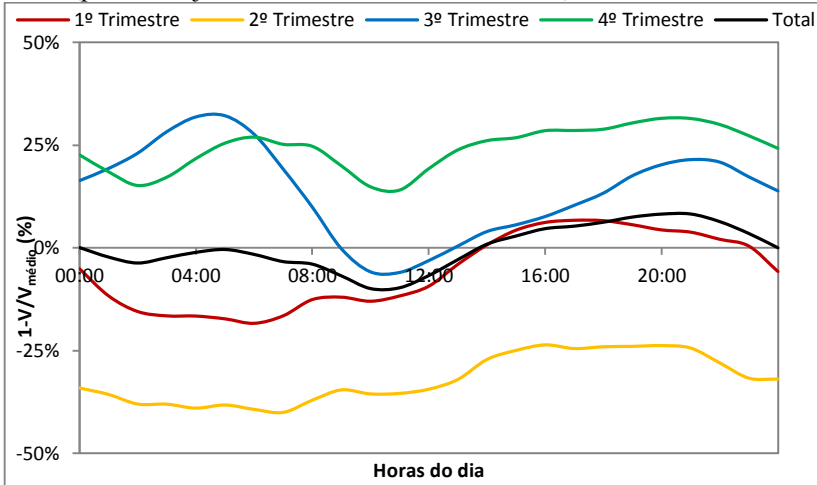
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.3.1.5 Regime Horário

Para a análise do regime horário da usina eólica Pedra do Sal, foram considerados dois anos referentes ao período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010.

A Figura 6.41, a seguir, apresenta o comportamento da velocidade do vento normalizada ao longo de um dia. Apesar da baixa variabilidade nos dados totais, a velocidade do vento tem sua mínima e máxima intensidade por volta das 10 e 21 horas, respectivamente. Percebe-se que das 14 horas à meia-noite, a velocidade tem sido mais intensa para os trimestres, com exceção ao terceiro, que apresenta um comportamento distinto aos demais.

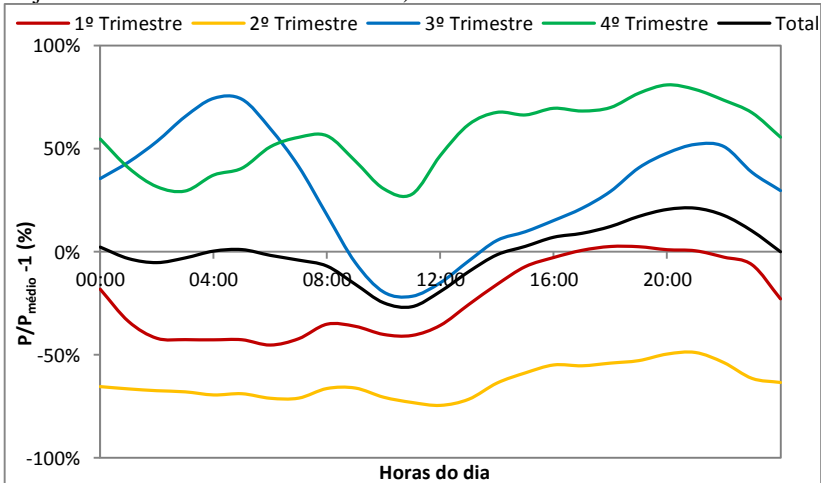
Figura 6.41 – Regime horário da velocidade média do vento normalizada da UEPS (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Novamente percebe-se uma elevada sensibilidade da geração frente à velocidade do vento. Com exceção ao segundo trimestre, todos os demais mostram uma elevada variabilidade ao longo de um dia.

Figura 6.42 – Regime horário da potência média normalizada da UEPS (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

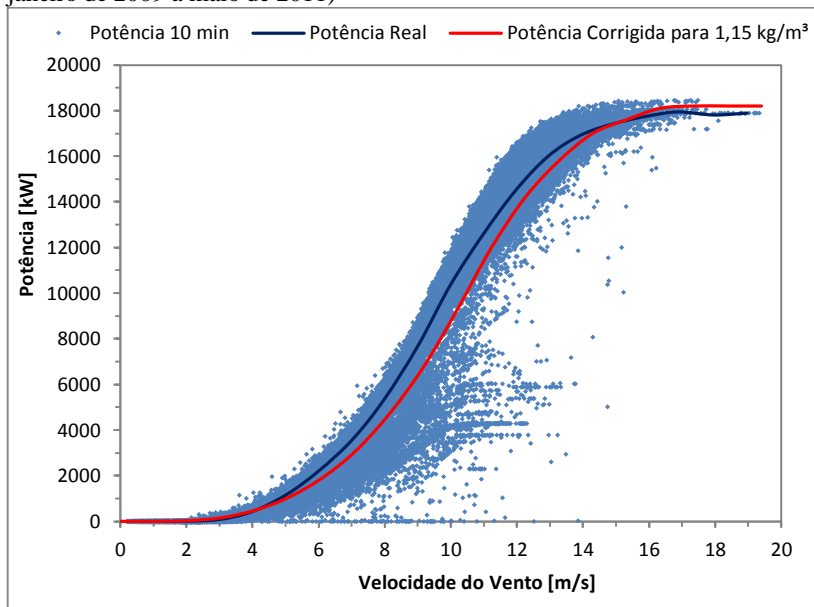
6.3.1.6 Curva de Potência da Usina Eólica

Da mesma forma que para a UEBB, a Figura 6.43 apresenta todas as medições de potência do parque a cada 10 minutos. Com base em uma média, para cada intervalo de $V - 0,5$ m/s a $V + 0,5$ m/s, elaborou-se a curva de potência real do parque. Observa-se novamente uma elevada dispersão dos valores.

Para efeito de comparação, foi incluída no gráfico a curva teórica do fabricante multiplicada por 20, número de aerogeradores da usina. Para melhor representação da curva teórica, foi aplicada uma correção para a massa específica do ar, estimada em $1,15 \text{ kg/m}^3$ com base nos dados concorrentes da estação automática A308 do INMET em Parnaíba, a cerca de 25 km do parque em um altitude de 57 metros (muito próxima a altura média do eixo do rotor dos aerogeradores). Os dados utilizados de temperatura, umidade e pressão, foram de 27°C , 75% e 1005 hPa, respectivamente. Foi observado também que a estação apresentou valores muito semelhantes às Normais Climatológicas da estação convencional de Parnaíba, referente ao período de 1961 a 1990 (INMET 1992).

Da mesma forma que na UEBB, pode-se ver uma diferença entre a potência teórica e a real da usina.

Figura 6.43 – Curva de Potência dos aerogeradores E-44 da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)

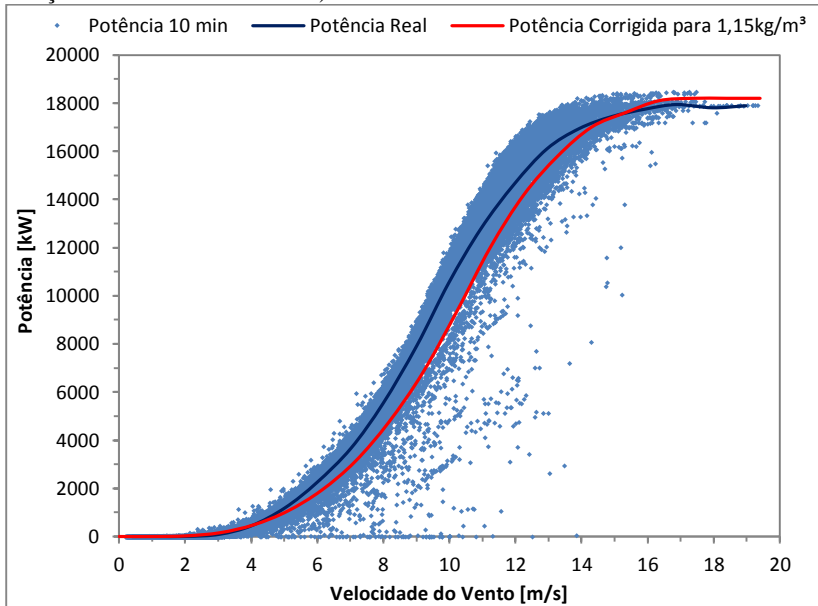


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Observa-se uma elevada quantidade de dados muito abaixo da curva de potência média. Como na UEBB, tal fator pode ser explicado, em grande parte, devido aos momentos da usina com disponibilidade parcial.

Para ilustrar esse efeito, o gráfico seguinte (Figura 6.24) mostra a mesma curva de potência desconsiderando os primeiros dois meses de operação do parque, período no qual o parque operou em carga parcial e houve as maiores taxas de indisponibilidade.

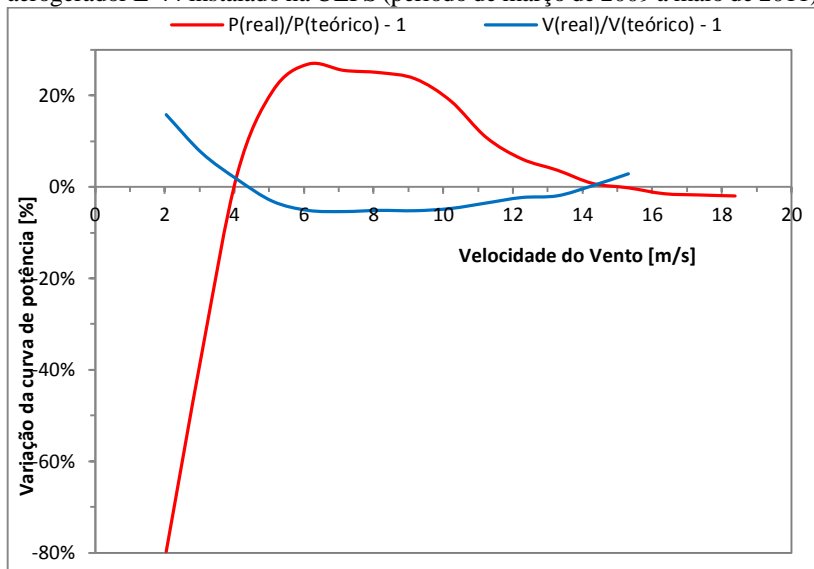
Figura 6.44 – Curva de Potência dos aerogeradores E-44 da UEPS (período de março de 2009 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Com as curvas de potência levantadas (teórica corrigida e real) é possível levantar os desvios da potência e da velocidade. Embora ambas as curvas estejam referenciadas diferentemente, foi realizada uma extrapolação sobre a curva de potência real. Para o cálculo da variação de velocidade, foi extrapolada a velocidade real de modo que a potência real fosse a mesma que a teórica. No caso da variação de potência, foi extrapolada a potência real de modo que a velocidade real fosse a mesma que a teórica. A Figura 6.45 indica essas variações na velocidade e potência da curva teórica sobre a teórica.

Figura 6.45 – Variação média entre a curva de potência real e teórica do aerogerador E-44 instalado na UEPS (período de março de 2009 a maio de 2011).

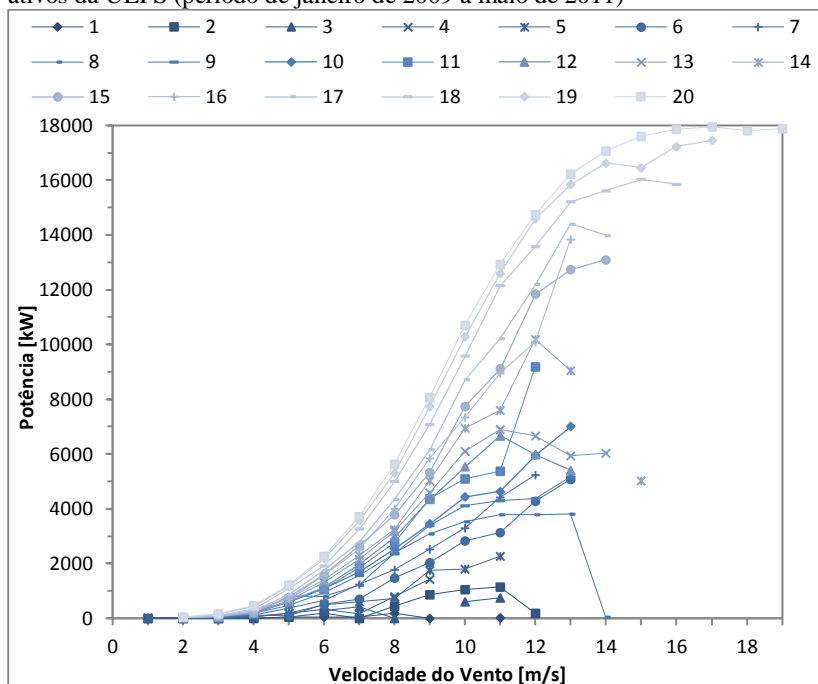


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

No caso da UEPS, percebe-se uma alta variação da velocidade nos instantes iniciais, de 2 a 4 m/s. Já a partir de 4 m/s, a variação se torna negativa, oscilando de 0 a 5% da velocidade teórica.

Finalmente, avaliou-se a curva de potência variando o número de aerogeradores em operação. Nessas condições, verifica-se, como esperado, o decréscimo da potência à medida que se diminui o número de aerogeradores. Percebe-se assim que a curva de potência total do parque é reduzida pela influência das curvas de potência em carga parcial e não representa a curva de potência de cada máquina multiplicada pelo número de aerogeradores (20). A Figura 6.46 apresenta a curva de potência real para todas as quantidades de aerogeradores ativos da UEPS.

Figura 6.46 – Curva de potência real para todas as quantidades de aerogeradores ativos da UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)

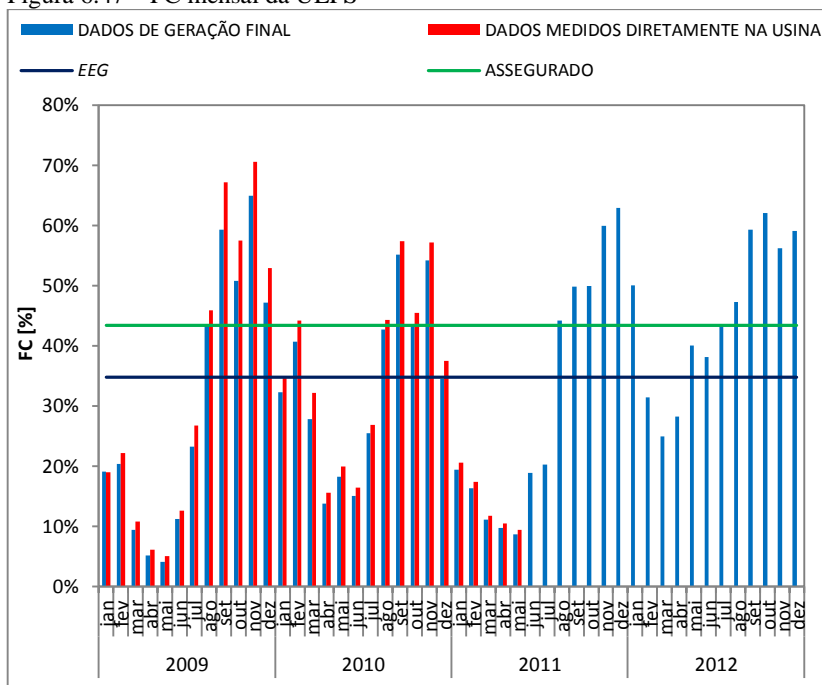


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.3.1.7 Energia Efetivamente Gerada

Com base nos dados de geração da usina, apresentados anteriormente, o gráfico da Figura 6.47 ilustra o FC médio mensal para a UEPS. A Energia Efetivamente Gerada – *EEG*, contabilizada pela CCEE, foi extraída da Eletrobrás (2013). Nota-se novamente que a geração final é menor devido às perdas elétricas (rede interna, trafos e linha de transmissão), indisponibilidade na subestação e linha de transmissão, e consumo interno do parque eólico. Neste caso, a *EEG* foi calculada em fator de capacidade, representando a potência média efetiva da usina sobre sua potência nominal.

Figura 6.47 – FC mensal da UEPS



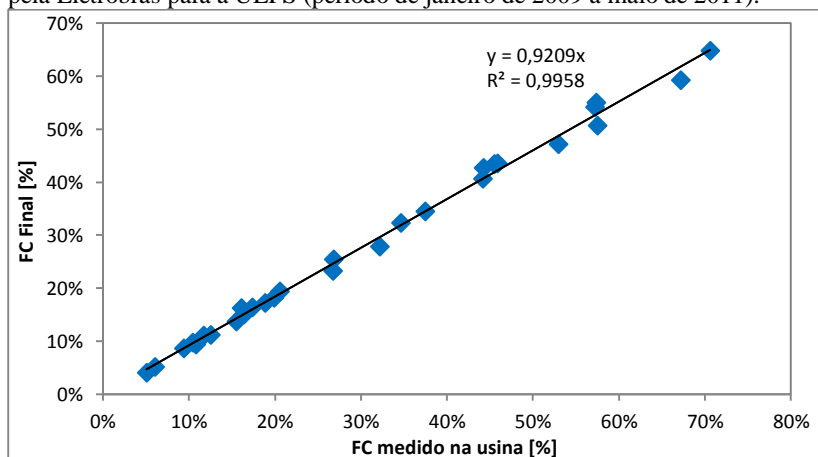
Fonte: Elaboração Própria. Dados da Tractebel (2011) e Eletrobrás (2013).

Da mesma maneira que na UEBB, observa-se um elevado efeito de sazonalidade na geração, na qual os ventos possuem maior intensidade durante o segundo semestre de cada ano.

O gráfico apresentado indica que a EEG da UEPS está significativamente abaixo de sua GF em 19,90%. Neste caso, apesar do curto período de cerca de 4 anos de medições, possivelmente a usina apresentará a EEG abaixo da GF para seus 20 anos de operação, pois dificilmente encontraria uma variabilidade interanual maior do que 10% para 4 anos, considerando uma sensibilidade da geração sobre a velocidade do vento estimada em 200%.

A Figura 6.48 apresenta a correção entre os dados medidos na usina e àqueles contabilizados pela Eletrobrás, na qual se pode ver uma perda média de cerca de 8%.

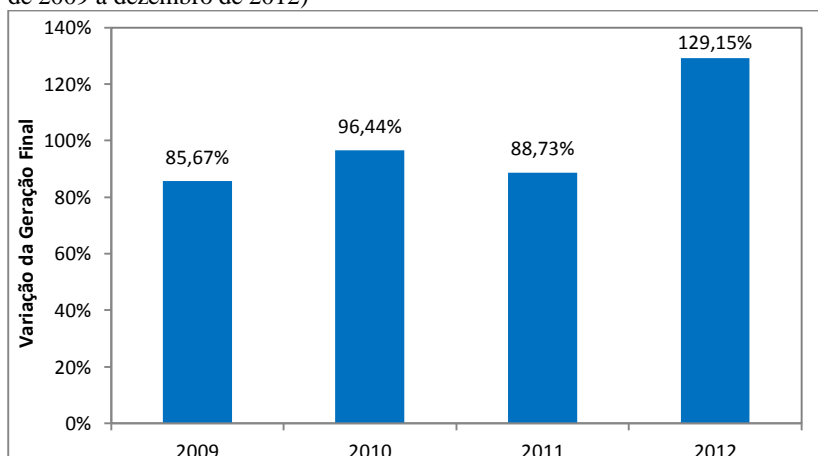
Figura 6.48 – Correlação entre o FC mensal medido na usina e o contabilizado pela Eletrobrás para a UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011).



Fonte: Elaboração Própria. Dados da Tractebel (2011) e Eletrobrás (2013).

Da mesma forma que o gráfico apresentado para a UEBB, a Figura 6.49, a seguir, ilustra o índice normalizado da geração da UEPS entre janeiro de 2009 a dezembro de 2012. O cálculo normalizado foi baseado na média anual de geração. Novamente percebe-se a elevada similaridade desse índice eólico anual entre a UEBB e UEPS.

Figura 6.49 – Variação Interanual da geração eólica da UEPS (período de janeiro de 2009 a dezembro de 2012)



Fonte: Elaboração Própria. Dados da Eletrobrás (2013).

6.3.2 MCP

6.3.2.1 Correlação

A Tabela 6.9 mostra a localização das estações de referência utilizadas na UEPS para a aplicação do MCP.

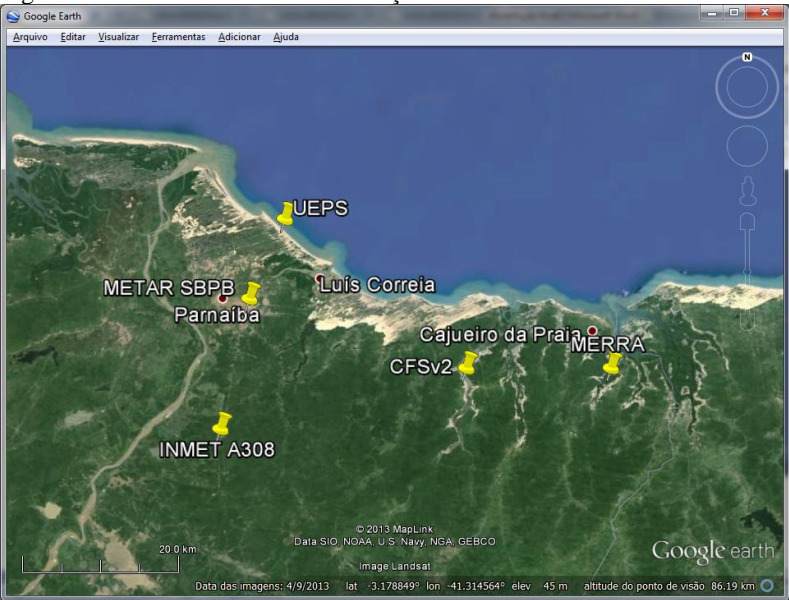
Tabela 6.9 – Localização das estações de referência utilizadas na UEPS

| DADOS | Coordenadas Geográficas (SIRGAS 2000) | | Altitude | Altura [m] |
|------------|---------------------------------------|-----------|----------|------------|
| | Latitude | Longitude | | |
| CFSv2 | -3,0000 | -41,5000 | 9 | 10 |
| MERRA | -3,0000 | -41,3333 | 5 | 50 |
| NCEP/NCAR | -2,5000 | -40,0000 | 0 | ~42 |
| METAR SBFZ | -2,9200 | -41,7500 | 5 | 10 |
| INMET A305 | -3,0697 | -41,7833 | 57 | 10 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados extraídos do Google Earth™, CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013).

A imagem de satélite, extraída do programa Google Earth™, ilustra uma vista aérea das estações de referência próximas da UEPS.

Figura 6.50 – Vista de satélite das estações de referência em torno da UEPS



Fonte: Google Earth™ (2013).

Por ficar em um ponto muito longe do centro da usina, não foi considerado na imagem o local dos dados NNRP.

Filtrando os dados, a Tabela 6.10 apresenta a relação das estações de referência utilizadas na UEPS para a aplicação do MCP. O período concorrente foi de janeiro de 2009 a maio de 2011.

Tabela 6.10 – Resumo dos dados de referência utilizados na UEPS

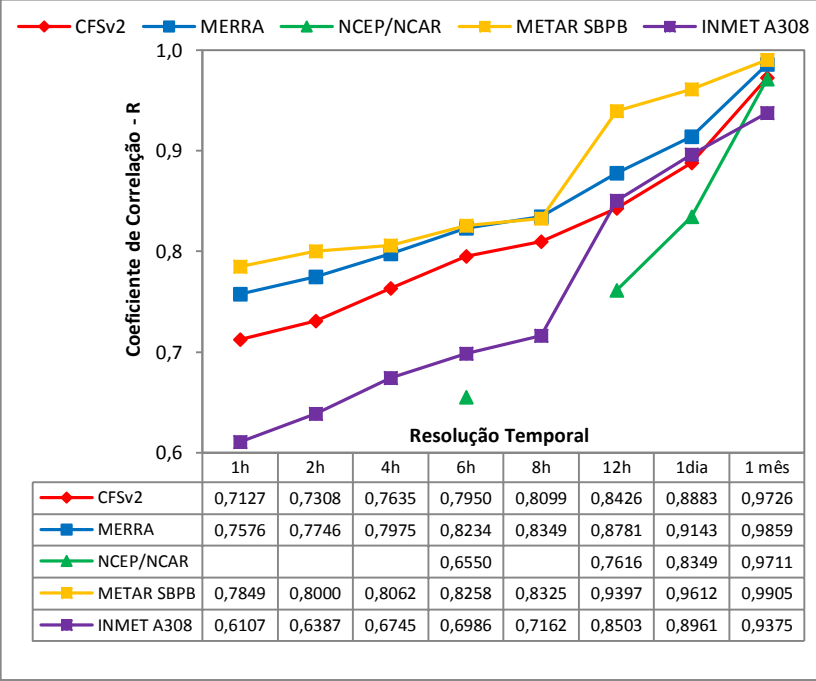
| DADOS | Distância do centro UEPS | Período concorrente | | Período Total | |
|------------|--------------------------|---------------------|-------------------|---------------|-------------------|
| | | Período | Taxa de Cobertura | Período | Taxa de Cobertura |
| CFSv2 | 30 km a SE | Integral | 100,00% | 1979-2012 | 100,00% |
| MERRA | 46 km a ESSE | Integral | 100,00% | 1979-2012 | 100,00% |
| NNRP | 194 km a ENE | Integral | 100,00% | 1948-2012 | 100,00% |
| METAR SBFZ | 11 km a SSW | Integral | 73,62% | 2000-2012 | 51,77% |
| INMET A305 | 28 km a SSW | 02/2009-01/2011 | 78,89% | 2003-2012 | ? |

Fonte: Elaboração Própria. Dados extraídos do CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013).

Embora as estações físicas apresentem uma baixa taxa de cobertura, seus dados foram considerados a título comparativo com os dados da usina.

Correlacionando-se os diferentes dados de referência com os dados da usina, obtêm-se valores de coeficientes de correlação para diversas resoluções temporais, conforme gráfico da Figura 6.51, a seguir.

Figura 6.51 – Coeficientes de correlação entre dados de referência e os dados locais da UEPS de acordo com a resolução temporal



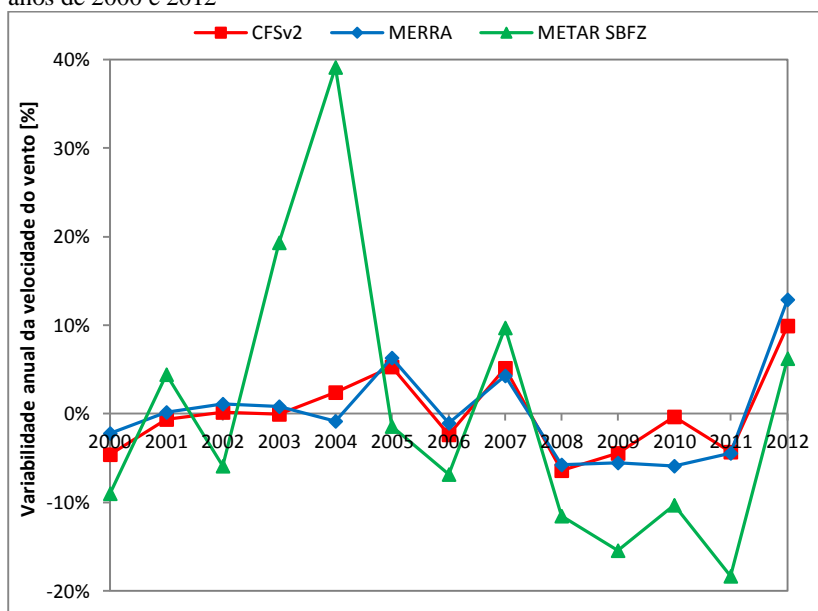
Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA, NNRP, CPTEC/INPE e INMET (2013). Dados das usinas fornecidos pela Tractebel (2011).

Novamente, confirma-se que, à medida que se avança na resolução temporal, melhora-se a correlação entre os dados locais e os dados de referência. Da mesma maneira que ocorre na UEBB, os dados que melhor apresentaram correlação foram o CFSv2, o MERRA e o METAR. Neste caso, no entanto, nota-se que os dados METAR apresentam a melhor correlação com os dados locais já com 1 hora de resolução. De maneira geral, os dados INMET e NNRP não apresentaram uma boa correlação com os dados do parque.

Observa-se, da mesma forma que ocorre na UEBB, um expressivo aumento no coeficiente de correlação para as estações físicas, INMET e METAR, ao avançar a resolução de 8 para 12 horas. Para a resolução temporal de 1 mês, percebe-se uma ótima correlação dos dados, com destaque ao METAR e MERRA.

Assim como considerado na UEBB, foram utilizados nesta análise os dados CFSv2, MERRA e METAR, mesmo estes últimos apresentando uma taxa de cobertura abaixo da mínima recomendada pela MEASNET. Do mesmo modo feito para a UEBB, o gráfico seguinte (Figura 6.52) apresenta a variabilidade mensal durante o período comum dos três dados (2000 a 2012), evidenciando que os dados METAR se apresentam com maior variabilidade quando comparados aos dados sintéticos. Novamente, sugere-se que tal razão pode ser explicada pela baixa altura de medições da estação.

Figura 6.52 – Variabilidade Interanual dos dados de referência da UEPS entre os anos de 2000 e 2012

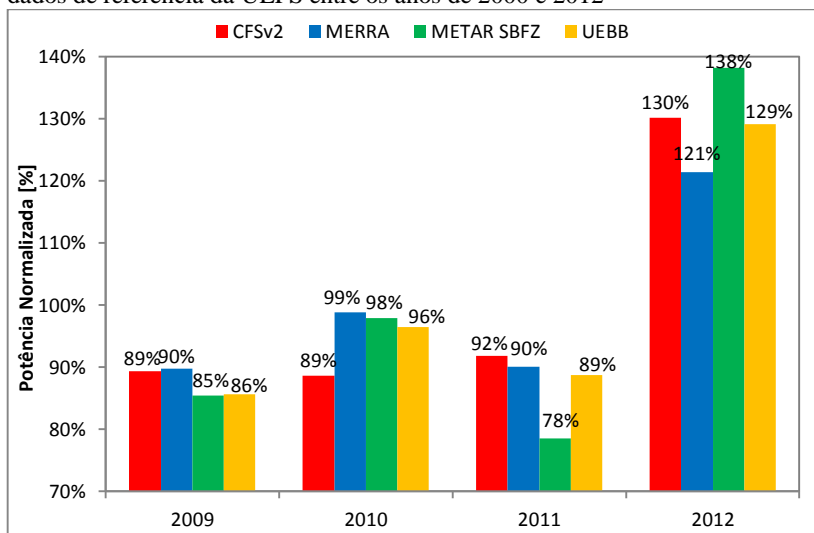


Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA, CPTEC/INPE (2013).

Com base neste resultado, verifica-se novamente a impossibilidade do uso dos dados METAR devido à elevada discrepância com os dados sintéticos. Enquanto o desvio médio dos dados CFSv2 e MERRA foi de 3,94% e 3,55%, respectivamente, o desvio dos dados METAR foi de 12,12%. Conclui-se que os dados MERRA e CFSv2 apresentam-se mais adequados para aplicação do método MCP na UEPS.

Entre 2009 e 2012, foram normalizados os dados CFSv2, MERRA e METAR, para comparação com os dados de geração da UEPS. Para isso, foi aplicada a essa variabilidade, a função de sensibilidade do parque (ver seção 6.3.2.4).

Figura 6.53 – Variabilidade Interanual da estimativa de produção com base nos dados de referência da UEPS entre os anos de 2000 e 2012

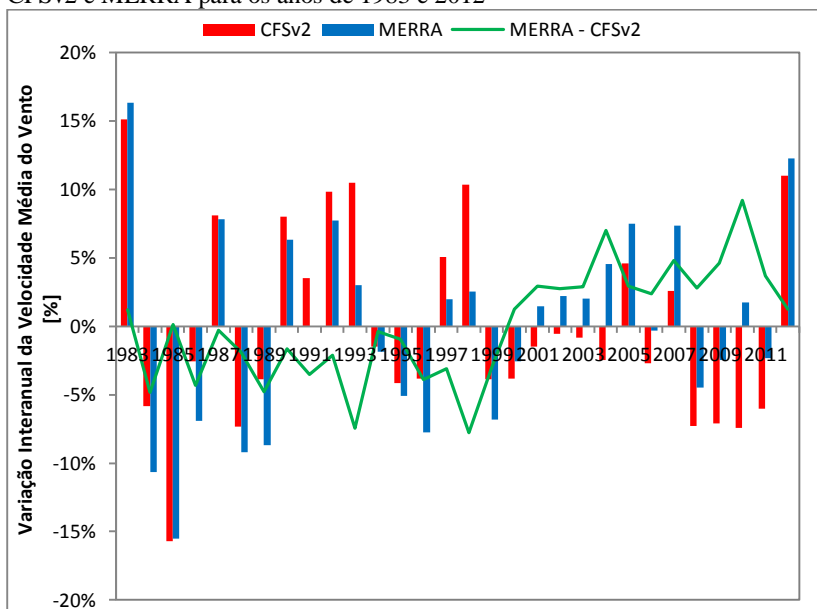


Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA, CPTEC/INPE (2013). Dados das usinas fornecidos pela Tractebel (2011).

Nota-se uma boa proximidade dos dados MERRA e CFSv2 com os dados da usina. Da mesma forma que ocorre na UEBB, embora o coeficiente de correlação dos dados METAR com os dados da UEPS apresente uma boa correlação, observa-se que na energia tal resultado não se mostra satisfatório para os anos de 2011 e 2012. Descarta-se, portanto, os dados METAR.

Diante disso, foi avaliada a variabilidade dos dados CFSv2 e MERRA ao longo dos últimos 30 anos, ou seja, de 1983 a 2012. O gráfico da Figura 6.54 mostra tal variação, evidenciando a existência de alguns anos atípicos com oscilação acima de 10%.

Figura 6.54 – Variabilidade interanual da velocidade do vento para os dados CFSv2 e MERRA para os anos de 1983 e 2012



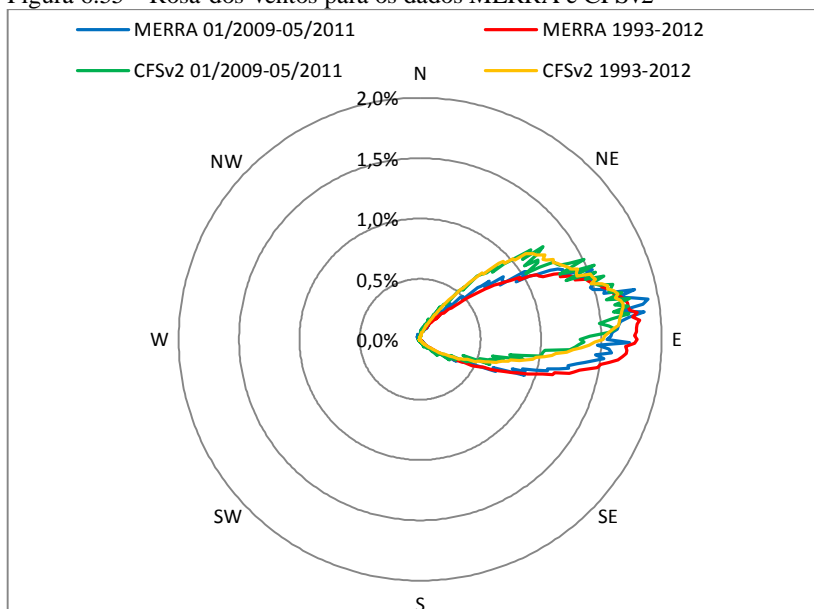
Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA (2013).

No gráfico apresentado, nota-se que os dados CFSv2 e MERRA se mostram com tendência semelhante. A linha MERRA - CFSv2 representa a diferença dessa variação, indicando um desvio médio de 3,3%. Observa-se um maior desvio entre os dados CFSv2 e MERRA quando comparado com o que ocorre na UEBB.

Para os dados MERRA, verificou-se uma variabilidade interanual de 8,2% entre 1993 e 2012. Já para os dados MERRA, verificou-se uma variabilidade interanual de 5,0% entre 1993 e 2012. Assim, conclui-se novamente que a adoção da variabilidade de 6% para o local está apropriada para a análise de incerteza.

Com base nos dados CFSv2 e MERRA, foi verificada a variabilidade na direção do vento. A Figura 6.55, a seguir, apresenta a rosa-dos-ventos (espaçamento em 1°) para esses dados referentes ao período total (30 anos) e concorrente da UEPS. Novamente, nota-se que a oscilação da direção entre o período de operação e o período de 30 anos é tão baixa que tolera a aplicação do método do índice eólico, no qual não utiliza dados de direção.

Figura 6.55 – Rosa-dos-ventos para os dados MERRA e CFSv2



Fonte: Elaboração Própria. Dados de referência extraídos do CFSv2, MERRA (2013).

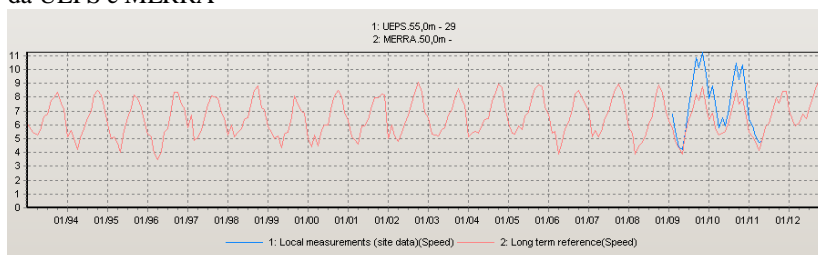
Observa-se novamente uma semelhança da rosa-dos-ventos entre os dados CFSv2 e MERRA. Como na UEBB, apresenta uma direção muito próxima de leste, com uma média vetorial para todo o período (30 anos) em 76° e 81° para os dados CFSv2 e MERRA, respectivamente. Tal desvio na direção predominante pode ser explicado pois a origem dos dados não é exatamente a mesma, com uma distância de 18,5 km, mostrando ainda que ambos os dados estão coerentes entre si.

Como apontando no capítulo quatro, de acordo com a orientação das dunas, sugere-se um vento predominante para UEPS entre leste e nordeste. A rosa-dos-ventos dos dados sintéticos confirma essa hipótese indicando um vento unidirecional. Assim, o arranjo dos aerogeradores aparenta estar bem orientado para captação do vento predominante.

Nesta análise, verificou-se que os dados que se apresentaram com mais aderência aos da UEPS foram CFSv2 e MERRA. Assim como verificado na UEBB, os dados MERRA se destacaram apresentando o melhor coeficiente de correlação e, assim, foram utilizados na aplicação do método.

A escolha do período dos dados MERRA foi para 20 anos, entre 1993 e 2012. A Figura 6.56, a seguir, extraída do programa WindPRO 2.9, apresenta a velocidade média mensal do vento no período escolhido para os dados da UEPS e dados MERRA.

Figura 6.56 – Velocidade média mensal do vento entre 1993 e 2012 para os dados da UEPS e MERRA

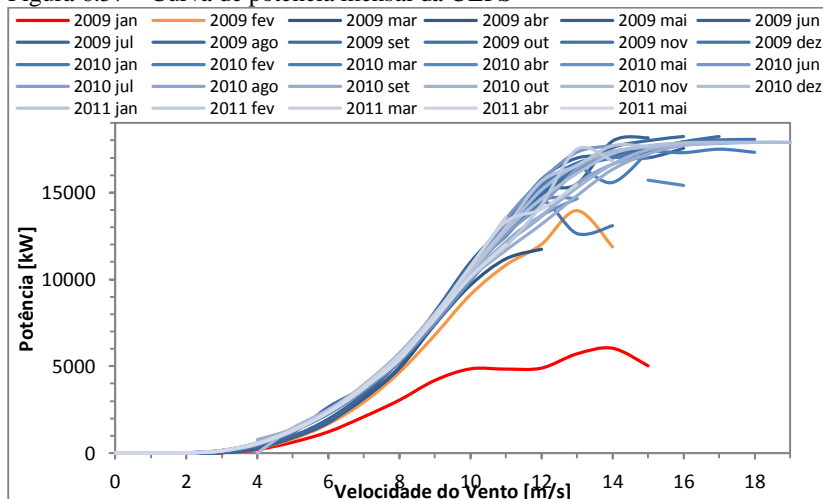


Fonte: Elaboração própria a partir do programa WindPRO 2.9 (2013).

6.3.2.2 Curva de Potência

Como o método proposto foi baseado em uma curva de potência mensal, deve-se analisar o comportamento mensal da curva de potência. O gráfico da Figura 6.57 mostra a curva de potência mensal, evidenciando a disparidade dos dados do primeiro mês de operação com os demais.

Figura 6.57 – Curva de potência mensal da UEPS



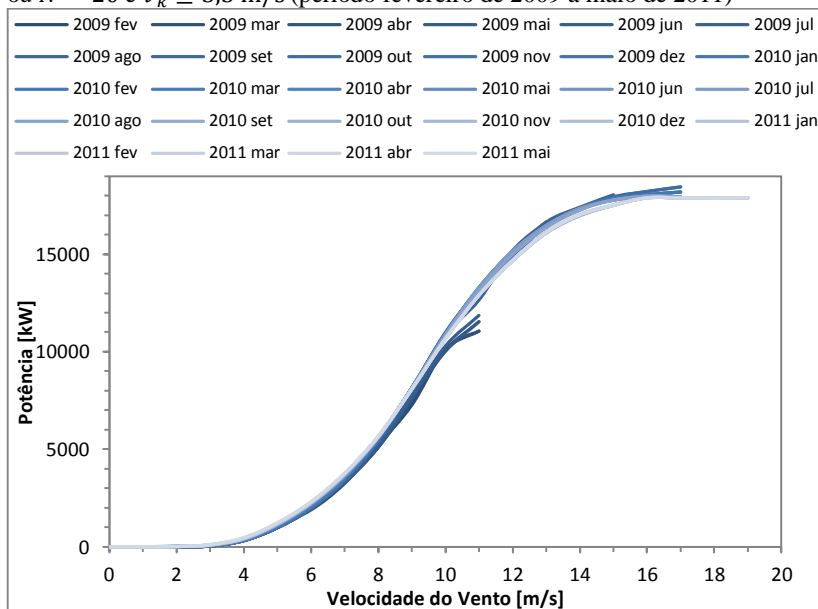
Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Embora a UEPS ficou em carga parcial durante os dois primeiros meses, janeiro a fevereiro de 2009, nota-se que a curva de potência para o segundo mês já está bem mais próxima à curva de potência média da usina.

Durante todo o primeiro mês de operação, a usina esteve em carga parcial e, portanto, os dados do mês foram descartados. Já para o segundo mês de operação, foi verificada diversos períodos durante a operação com carga total. Ao considerar somente carga total para cada mês a partir de fevereiro de 2009, percebeu-se que todas as curvas de potência mensal estavam bem aderentes entre si.

Para a elaboração da curva de potência mensal consolidada, considerou-se somente as hipóteses de $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 20$ e $v_k \geq 3,5$ m/s. Além disso, os valores de $P_{i,j}$ e $v_{i,j}$ foram pré-calculados para uma média temporal de uma hora, baseada na resolução dos dados MERRA, estes escolhidos para uso na aplicação do método. Com base nestas considerações, a Figura 6.58 indica a curva de potência consolidada para cada mês na UEPS.

Figura 6.58 – Curva de potência mensal consolidada da UEPS para $v_k < 3,5$ m/s ou $N = 20$ e $v_k \geq 3,5$ m/s (período fevereiro de 2009 a maio de 2011)

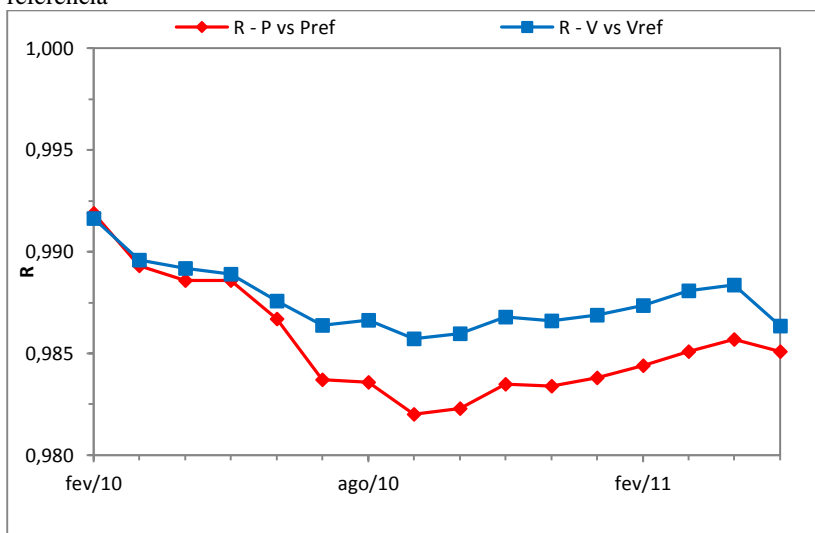


Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

6.3.2.3 Índice Eólico

A partir das curvas de potência levantadas e dos dados locais e dados de referência, pode-se aplicar o método MCP. O método de extrapolação de longo prazo foi aplicado à UEPS a partir do seu primeiro ano de operação em diante. Abaixo, a Figura 6.59 apresenta o coeficiente de correlação mensal consolidado entre os dados locais com os dados de referência.

Figura 6.59 – Coeficiente de Correlação (R) entre os dados locais e os dados de referência



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011) e resultados extraídos do programa WindPRO 2.9.

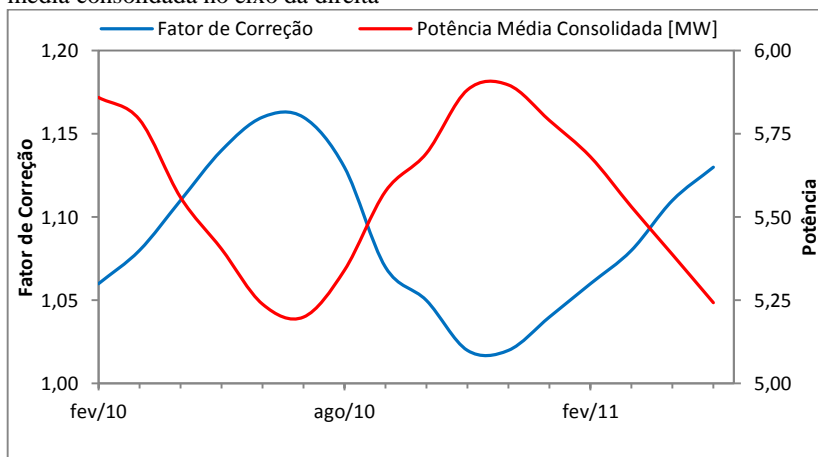
Diferentemente do encontrado para a UEBB, notam-se melhores índices com uma pequena tendência no decréscimo do coeficiente de correlação à medida que se avança o período de operação da UEPS utilizado na correlação. Percebe-se novamente que o coeficiente de correlação entre as potências diminui mais rapidamente que o coeficiente de correlação entre as velocidades.

Como realizado para a UEBB, foi calculado o Fator de Correção consolidado após cada mês de operação, a partir dos resultados obtidos por meio do programa WindPRO 2.9. A Figura 6.60, a seguir, mostra o comportamento deste fator de correção ao longo dos meses de operação. Foi adicionado junto ao gráfico a potência média consolidada.

Observa-se novamente que o Fator de Correção da Usina varia inversamente proporcional com a potência média consolidada, sendo que no caso da UEPS essa tendência é mais simétrica ainda. Quanto mais constante essa relação melhor, pois menor serão as variações da estimativa de longo prazo com o passar dos meses.

O Apêndice D contém o relatório da aplicação do MCP na UEPS para o período de fevereiro de 2009 a maio de 2011. O arquivo foi gerado no procedimento *Wind Index MCP* do módulo MCP do programa WindPRO 2.7.

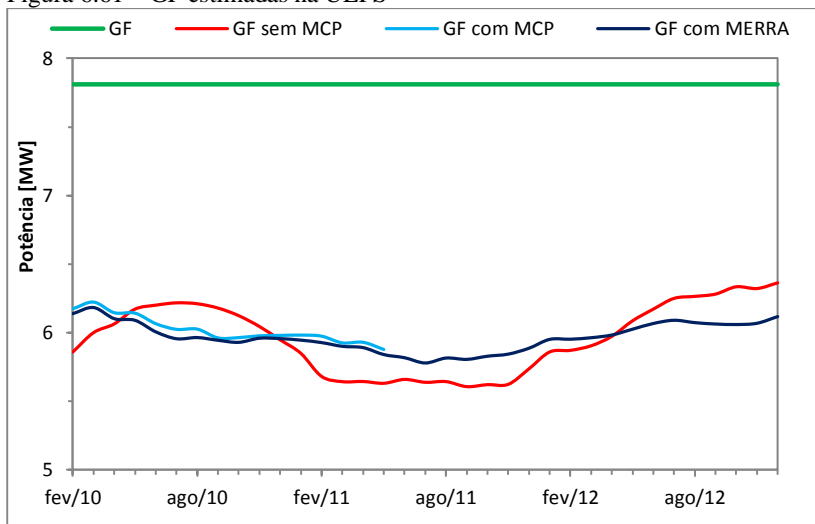
Figura 6.60 – Fator de correção mensal consolidado no eixo à esquerda e potência média consolidada no eixo da direita



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011) e resultados extraídos do programa WindPRO 2.9.

Multiplicando mensalmente os valores consolidados da potência média com o fator de correção do método MCP, obtém-se a GF estimada. A Figura 6.61 apresenta a garantia física estimada para a UEPS com a utilização do MCP e sem a aplicação do método. A GF com MERRA representa a aplicação do método exclusivamente com os dados MERRA, ou seja, sem o uso dos dados locais.

Figura 6.61 – GF estimadas na UEPS



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011) e resultados extraídos do programa WindPRO 2.9.

Para a UPS nota-se que a aplicação do MCP mostrou que a geração final continuou sendo expressivamente menor que a GF. Observa-se também uma que a GF estimada pelo método MCP quase não oscila ao longo dos meses.

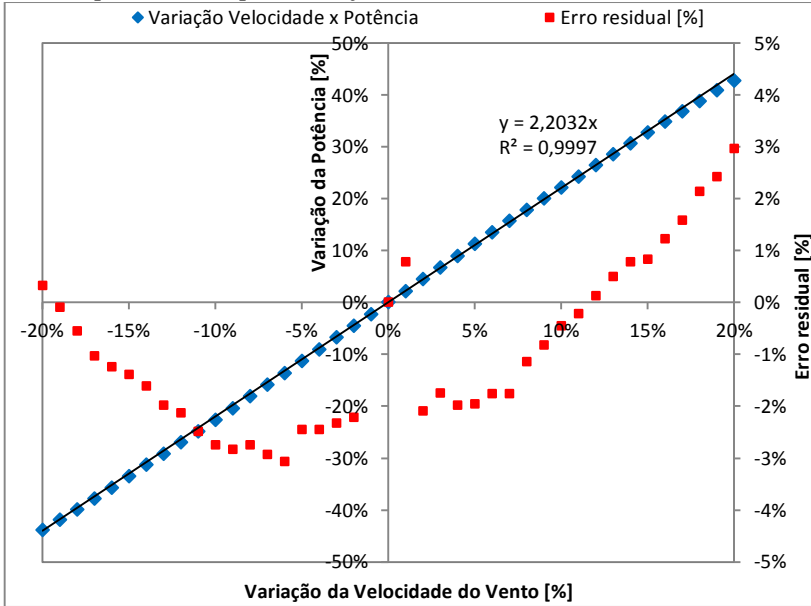
Além desses resultados, foi aplicado o método MCP novamente, como descrito no capítulo anterior, mas sem corrigir para os dados locais. Neste caso, com base somente na variação energética entre os dados de referência (período de longo prazo e período concorrente com a usina), aplica-se diretamente o resultado sobre a produção energética. Nota-se um comportamento semelhante ao estimado pelo método MCP. Coincidentemente, para o final do período analisado, a GF extrapolada somente com os dados MERRA se tornou muito próxima da GF da usina.

6.3.2.4 Sensibilidade

A Figura 6.62 apresenta a sensibilidade da geração da UEPS com a variação na velocidade média do parque. Percebe-se que a função linear dos mínimos quadrados já apresenta uma ótima aderência aos dados no domínio de -20 a 20%, indicando uma sensibilidade de cerca de 220% da variação da velocidade sobre a potência. Como ocorrido na UEBB,

observa-se que a curva não é totalmente linear, na qual a variabilidade é reduzida nos extremos. Para a faixa de domínio apresentada, o erro residual fica no máximo em 3%.

Figura 6.62 – Sensibilidade da velocidade do vento em função da potência média da usina para a UEPS (período de janeiro de 2009 a maio de 2011)



Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Para o domínio apresentado, a sensibilidade pode ser estimada da seguinte maneira:

$$P_{norm} \approx 2,2032 \cdot v_{norm} \quad [6.3]$$

Considerando os resultados da velocidade e potência média da usina, tal sensibilidade representaria 1,69 MW/(m/s) para baixas variações na velocidade do vento, ou seja, da atual produção média. A equação abaixo representa a condição de contorno estimada para uma pequena taxa de variação da potência com relação à velocidade no parque:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial v} \right|_{v=v_0} \approx 2,2032 \cdot \frac{P_0}{v_0} = 1,69 \frac{MW}{m/s} \quad [6.4]$$

7. CONCLUSÃO

7.1 PRINCIPAIS RESULTADOS

No presente trabalho foi realizado um estudo de caso de dois parques eólicos em operação no Brasil: Usina Eólica de Beberibe – UEBB e Usina Eólica Pedra do Sal – UEPS. Foram utilizados os dados de velocidade média, potência e geração para cada aerogerador de cada usina medidos em intervalos de 10 minutos referente ao período de início de operação, no segundo semestre de 2008, a 31 de maio de 2011.

De acordo com os resultados deste estudo de caso podem-se fazer as seguinte conclusões:

- A curva de potência de ambos os parques se mostrou compatível com a curva teórica fornecida pelo fabricante, onde a principal diferença se deve aos afeitos aerodinâmicos que interferem na medição de velocidade utilizando os anemômetros instalados na nacele dos aerogeradores.
- Os primeiros meses são caracterizados por apresentar elevada indisponibilidade, o que pode influenciar em análises genéricas, como MCP, para um determinado período que os envolvam.
- Ambos os parques apresentaram uma alta sazonalidade mensal, com ventos mais intensos durante o segundo semestre de cada ano. Percebe-se, portanto, que a questão da sazonalidade do vento na região Nordeste do Brasil é um fator muito importante na complementaridade com as fontes hidráulicas no país.
- Foi observado uma alta oscilação da velocidade do vento durante um dia médio para a UEBB, cujos ventos mais intensos ocorrem durante o período noturno.
- O regime horário da UEPS, no entanto, se mostrou com poucas variações. Entretanto, observou-se que durante cada trimestre, o regime de ventos sofre elevadas alterações no comportamento.

O estudo realizou uma análise de geração e aplicação do método MCP. Com uma taxa de cobertura superior a 95% para os dados do parque e para os dados de reanálise MERRA utilizados no MCP, o volume de dados foi suficiente e representativo em ambas as usinas para as análises

e extrapolações de longo prazo feitas neste estudo. A análise de longo prazo foi baseada no índice eólico na qual se pode concluir:

- Os dados de velocidade medidos na nacele dos aerogeradores, embora apresentem diversos efeitos aerodinâmicos indesejáveis, correlacionaram bem com os dados, principalmente com o METAR e os sintéticos MERRA e CFSv2.
- O uso de dados de reanálise em aplicações de MCP para parques eólicos em operação se mostrou promissor, apresentando aceitáveis índices de correlação que justificam a aplicação do método.

Assim como encontrado por JIMENEZ et al. (2013) em um estudo com cinco locais distintos correlacionando dados de torres anemométricas com dados de reanálise (NNRP, ERA-Interim e MERRA) e estações meteorológicas, os dados MERRA em geral tem melhorado significativamente o grau de correlação com os dados locais medidos. Desta forma, o uso dos dados MERRA apresenta uma relevante melhoria na precisão de estimativas de produção de energia a longo prazo. LILÉO et al. (2013) também sugere que os dados de reanálise MERRA, assim como ERA-Interim, são apropriados para correção de dados de vento para o longo prazo.

- Com uma elevada resolução temporal e espacial, os dados de reanálise MERRA se mostraram os mais aderentes aos dados das usinas do estudo, indicando bons coeficientes de correlação em cerca de 0,7 para 1 hora e mais de 0,95 para 1 mês.
- Para a UEBB, a energia estimada para o longo prazo apresentou-se acima de sua GF.
- Para a UEPS, a energia estimada para o longo prazo apresentou-se abaixo de sua GF.
- A aplicação do método MCP para EOLs em operação pode reduzir as incertezas de geração, principalmente para seus primeiros anos.

Notou-se que o coeficiente de correlação foi mais aderente à UEPS do que à UEBB. Em razão, possivelmente, das perdas aerodinâmicas, percebe-se que a aplicação do método pode ser comprometida para estas

situações. Outra condição de difícil emprego da metodologia se dá em terrenos com topografia complexa, na qual as variações de produção de energia entre os aerogeradores podem ser elevadas e a comparação com dados de reanálise pode ser deficiente devido à sua baixa resolução espacial. Uma forma de contornar esses fatos seria basear os dados de uma usina em uma torre anemométrica instalada em um local do parque representativo para os aerogeradores, onde não apresente elevadas turbulências causadas pelos aerogeradores.

Assim, foi sugerida nesse trabalho uma forma de reavaliar a garantia física de usinas por meio da fiscalização da geração nos primeiros anos de operação com um tratamento estatístico de dados usando o método MCP. Como reduz-se significativamente a incerteza na estimativa de produção de energia baseada em uma EOL em operação, o P90 tornar-se-ia muito próximo ao valor do P50, este baseado na geração real do parque. Neste caso, com nova a garantia física calculada, os riscos são reduzidos.

Foi também feita uma breve análise de geração dos parques eólicos do PROINFA no Brasil, cujos dados foram obtidos da CCEE. Neste caso, verificou-se que a maior parte das usinas em operação tem gerado menos energia elétrica que suas garantias físicas. Nesta condições, verifica-se, portanto, que a energia eólica tem sido mais cara e contribuído menos na redução de Gases do Efeito Estufa – GEE.

Devido à geração abaixo do esperado para as usinas do PROINFA, o governo passou a exigir certificações baseadas no P90 ao invés do P50. Entretanto, nenhum estudo de longo prazo, como o realizado neste trabalho, fora feito sob tais usina. Embora essa medida possa evitar o problema de estimativas de geração em uma EOL, essa exigência pode prejudicar a maior parte dos empreendimentos, pois teoricamente, 90% das usinas gerarão acima de sua garantia física.

Essa regra, altamente conservativa, pode reduzir a viabilidade de vários projetos de EOLs, pois apresenta uma grande probabilidade, em 90%, em subestimar a geração. Além disso, a concorrência com demais fontes de energia pode ser prejudicada.

Assim, para que essa fonte se consolide no país e não traga riscos, é necessário que os novos projetos estejam bem qualificados e que haja uma fiscalização do governo após um determinado tempo de operação, sobre a energia declarada pelo empreendedor.

Diante disso, propõe-se também a instituição de um índice eólico no Brasil, pois mitigará os riscos de operação e planejamento da energia elétrica no país. Tal índice vem sendo utilizado em diversos países como instrumento na estimativa de geração elétrica de longo prazo para fontes

eólicas. Deve-se levar em consideração que esse índice eólico tem sido baseado em dados de geração elétrica. Como mostrado no capítulo anterior, percebe-se a elevada variação da sensibilidade das usinas com relação a variações na velocidade do vento. Isso se deve principalmente às características do aerogerador da usina.

Para contornar tal fato, uma outra possibilidade pode ser feita através do cálculo sobre a variabilidade da velocidade do vento. Neste caso, deve-se se basear em dados medidos na nacele dos aerogeradores ou em uma torre anemométrica instalada próxima à usina. Salienta-se que baseada nas regras da EPE, as EOLs contratadas nos leilões de energia deverão ter uma torre anemométrica instalada em seu parque.

7.2 SUGESTÕES PARA OS PRÓXIMOS TRABALHOS

Para os próximos trabalhos, sugere-se o aprofundamento nos seguintes tópicos:

MCP e Índice Eólico:

Aplicar o método MCP para cada aerogerador a fim de evitar generalizações durante períodos nos quais a usina opera parcialmente. Entretanto, se os dados se basearem em medições de velocidade feitas na nacele de cada aerogerador, como é o caso do presente estudo, a extrapolação de longo prazo nos aerogeradores com maiores perdas aerodinâmicas pode ser significativamente diferente daquela dos aerogeradores com baixas perdas aerodinâmicas.

Investigar a possibilidade em se aplicar outros procedimentos de MCP. Entretanto, considerando a inexistência de dados de direção do vento, os outros métodos possíveis são os propostos por DERRICK (1993), LANDBERG e MORTENSON (1993) e MORTIMER (1994). Caso haja uma torre anemométrica instalada nas proximidades da usina, surgem novas possibilidades de aplicação do MCP.

Estudar índice eólico aplicado nas EOLs em operação no Brasil. Uma relevante possibilidade é de utilizar os dados de geração das usinas em conjunto com dados de reanálise para melhorar o modelo de índice eólico. Um dos critérios para utilização dos dados de reanálise poderá ser feito de acordo com as incertezas, de modo que estas sejam reduzidas em comparação com a utilização dos dados brutos.

Como o Brasil possui dimensões continentais, o regime de ventos no país não é distribuído de forma homogênea em todo seu território. Assim, é importante salientar que o índice eólico deve ser feito de maneira

regional de modo que seus resultados se mostrem representativos à localidade.

Curva de Potência:

Embora de difícil obtenção, o levantamento da curva de potência do parque é importante para a determinação do índice eólico. Uma opção para contornar tal problema pode ser feita por meio do uso da curva de potência genérica fornecida pelo fabricante. Este procedimento pode também estimar a sensibilidade do parque, que é base para o cálculo das incertezas do parque.

Além disso, como todas as EOLs contratadas pelos leilões promovidos pela EPE após 2009 devem ter uma torre anemométrica junto à usina, tal fator poderá auxiliar ainda mais no emprego da metodologia MCP.

Incerteza:

Analisar profundamente cada elemento de incerteza de geração e extrapolação de longo prazo.

A incerteza da variabilidade interanual e do clima futuro para as diversas regiões onde houver EOLs em operação no Brasil. Como encontrado neste trabalho e também por LILÉO et al. (2013), verificam-se elevadas variações na variabilidade interanual do vento ao comparar dados de reanálise entre si. Uma opção se dá por meio da análise de diferentes dados de reanálise simultaneamente. Os dados de reanálise do século XX (Twentieth Century Reanalysis – 20CRv2) da NOAA pode ser uma boa opção na análise da variabilidade do vento para o clima futuro. Estes estão disponíveis globalmente de 1869 a 2010, com uma boa resolução temporal, de 6 horas, e espacial, de 2° de latitude e longitude, e com diversos níveis de pressão dentre os quais encontra-se 0,995 sigma (cerca de 42 metros).

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico**. nº4. Julho de 2013. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-Dados-ABEolica-julho-2013-Publico.pdf>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ADDISON, J. F. Dale; HUNTER, Andrew; BASS, Jeremy, REBBECK, Matt. **A neural network version of the measure correlate predict algorithm for estimating wind energy yield**. In: 13th International Congress on Condition Monitoring and Diagnostic Engineering Management. Houston, Estados Unidos. 2000. 3 a 8 de dezembro de 2000. Disponível em: <<http://eprints.lincoln.ac.uk/2828/1/Addison2000ComadenANeuralVersionOfTheMeasureCorrelatePredict.pdf>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A.L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. MME/ELETROBRÁS/CEPEL. Brasília. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

AMENEDO, J. L. R.; DÍAZ, J. C. B.; GÓMEZ, S. A. 1ª edição. **Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica**. Madrid: Rueda, 2003.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª edição. Brasília: 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par1_cap1.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. 2013a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**. 2013b. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa, nº 77, de 18 de Agosto de 2004.**

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>.

Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa, nº 109, de 26 de Outubro de 2004.**

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>.

Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 391, de 15 de Dezembro de 2009.**

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>>.

Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 566, de 16 de Julho de 2013.**

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013566.pdf>>.

Acesso em: 21 de ago. de 2013.

BOCCARD, Nicolas. **Capacity factor of wind power realized values vs. estimates.** 2009. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142150900144X>

>. Acesso em: 28 de ago. de 2013.

BORGET, V.; MONNIER, P.A.; STRACK, M. **Long-term Scaling of Site Measurements: Evaluation of Long-Term Meteorological Data in France and Comparison of Correlation Methods.** DEWEK 2006: 8. Deutsche Windenergie-Konferenz. Bremen, Alemanha. 22 a 23 de Novembro de 2006. Disponível em:

<http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Publikations/4_1_Borget.pdf>. Acesso em: 11 de set. de 2013.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.**

BRASIL. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.**

BRASIL. **Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008.**

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002.**

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 21, de 18 de janeiro de 2008.**

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Portaria Nº 131, de 25 de abril de 2013.**

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Portaria Nº 132, de 25 de abril de 2013.**

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Portaria Nº 226, de 5 de julho de 2013.**

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Portaria Nº 258, de 28 de julho de 2008.**

BTM Consult ApS – Avigant Consulting, Inc. **World Market Update 2012.** Chicago, EUA. 2013.

BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook.** Chichester, Inglaterra: Wiley, 2001.

CCEE. **Infomercado – agosto/2013.** 2013a. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_FILE&dDocName=CCEE_124643&RevisionSelectionMethod=Latest&allowInterrupt=1>. Acesso em: 21 ago. 2013.

CCEE. **Resultados de leilões de energia.** 2013b. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 21 ago. 2013.

CGEE. **Análises e percepções para o desenvolvimento de uma política de CT&I no fomento da energia eólica no Brasil.** Brasília: CGEE, Novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/atividades/redirect/7860>>. Acesso em: 28 ago. 2013.

CHEN, Z.; BLAABJERG, F. **Wind farm – A power source in future power systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009. vol. 13 (6-7). pp 1288-1300. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001433>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica.** 1ª Edição. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DALMAZ, Alessandro. **Estudo do potencial eólico e previsão dos ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina**: Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2007.

DAMAS, Leonardo B.; SANTOS, Pedro A. de Azevedo; MORESCO, Guilherme M.; PASSOS, Júlio César. **Cenário Nacional e tendências para geração eólica**. Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas. vol. 17, nº1. 2012.

DERRICK, A. **Development of the Measure-Correlate-Predict Strategy for Site Assessment**. Proceedings of the European Wind Energy Association Conference. 1993. pp 681–685.

EIA. **Dados de geração elétrica**. 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ELETROBRÁS. **Dados de geração das CGEE participantes do PROINFA – 2006 a 2012**. Disponível em: <<http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

ELETROBRÁS. **Plano Anual do PROINFA 2013**. Rio de Janeiro: 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20121385_2.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2013: Ano base 2012**. Relatório. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2013. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf> Acesso em: 04 de set. de 2013.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 / Ministério de Minas e Energia**. Brasília: MME/EPE, 2012a. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Relatxrio_PDE2021_ConsultaPxblica.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

EPE. **Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos leilões de Energia Elétrica**.

Rio de Janeiro: EPE, 2012b. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202013/Instru%C3%A7%C3%B5es%20para%20cadastramento%20Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%202013%20-%20empreendimentos%20e%C3%B3licos.pdf>>. Acesso em: 21 de Abr. 2013.

EPE. **Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas**. Rio de Janeiro: EPE, 2008. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf>. Acesso em: 21 ago. 2013.

EPE. **Plano Nacional de Expansão de Energia 2030: ano base 2008**.

Relatório. Rio de Janeiro: EPE, 2007. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_1.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

EWEA. **Wind Energy - The Facts: A guide to the technology, economics and future of wind power**. Londres, Inglaterra: Earthscan, 2008a.

EWEA. **Pure power – Wind Energy Scenarios up to 2030**. Bruxelas, Bélgica: 2008b. Disponível em:

<http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/purepower.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

EWEA. **The Economics of Wind Energy – A report by the European Wind Energy Association**. Março de 2009. Disponível em:

<http://www.windenergie.nl/sites/windenergie.nl/files/documents/the_economics_of_windenergy_ewea.pdf>. Acesso em: 28 de ago. de 2013.

HAU, Erich. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economy**. 2ª Edição. Berlin, Alemanha: Springer, 2006.

IEA. **World Energy Outlook 2011**. Paris, França: 2012. Disponível em:

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

IEC 61400-1. **Wind Turbine – Part 1: Design requirements.** 3ª edição. Genebra, Suíça. Agosto de 2005.

IEC 61400-12-1. **Wind Turbine – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.** 1ª edição. Genebra, Suíça. Dezembro de 2005.

IEC 61400-12-2. **Wind Turbine – Part 12-1: Power performance of electricity producing wind turbines on nacelle anemometry.** 1ª edição. Genebra, Suíça. Março de 2013.

INMET. **Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa.** 2013a. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

INMET. **Informações e dados meteorológicos de estações automáticas.** 2013b. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

INMET. **Normais climatológicas 1961 a 1990.** Brasília, 1992.

INPE/CPTEC. **Banco de Dados Meteorológicos.** 2013. Disponível em: <<http://bancodedados.cptec.inpe.br/downloadBDM/>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

IPCC: EDENHOFER, O.; PICHES-MADRUGA, R.; SOKONA, Y.; SEYBOTH, K.; MATSCHOSS, P.; KADNER, S.; ZWICKEL, T.; EICKEMEIER, P.; HANSEN, G.; SCHLÖMER, S.; STECHOW, C. von. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.** Cambridge, Reino Unido e Nova York, EUA: Cambridge University Press, 2011. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf>. Acesso em: 28 de ago. de 2013.

ISO/IEC. **Guide 98:1995 – Guide to expression of uncertainty in measurements.** Genebra, Suíça. 1995.

GOOGLE EARTH™. **Imagens e coordenadas extraídas do software.** Acesso em: 21 de ago. de 2013.

GWEC. **Global Wind Report Annual market update 2012**. 2013a. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

GWEC/GREENPEACE. **Global Wind Energy Outlook 2012**. 2013a. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

GWEC/GREENPEACE. **[R]evolução Energética - A Caminho do Desenvolvimento Limpo**. 2013b. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2013/Agosto/Revolucao_Energetica.pdf>. Acesso em: 28 de ago. de 2013.

JACOBSON Mark Z.; ARCHERB Cristina L. **Saturation wind power potential and its implications for wind energy**. Proceedings of the National Academy of Sciences. EUA: 25 de setembro de 2012. vol.109, no. 39. pp 15679–15684. Disponível em: <<http://www.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/SatWindPot2012.pdf>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

JIMENEZ, B.; MOENNICH, K.; REY, Juan; DURANTE, F. **Use of Different Globally Available Long-Term Data Sets and its Influence on Expected Wind Farm Energy Yields**. DEWI Magazine No. 42. Fevereiro de 2013. Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Publikations/S08_4_Jimenez.pdf>. Acesso em: 04 de set. de 2013.

JOENSEN, A.; LANDBERG, L.; MADSEN, H. **A New Measure-Correlate-Predict Approach for Resource Assessment**. EWEC 99. Nice, França: 1 a 5 de março de 1999. pp 1157-1160.

KALNAY et al. **The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project**. Bull. Amer. Meteor. Soc. EUA: 1996. pp 437-470. Disponível em: <[http://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/1520-0477\(1996\)077%3C0437%3ATNYRP%3E2.0.CO%3B2](http://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/1520-0477(1996)077%3C0437%3ATNYRP%3E2.0.CO%3B2)>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

KLUG, Helmut; STRACK, Martin. **P50 - P75 - P90 How to reduce the financial Risks of a Wind Farm Project**. DEWI Magazine No. 28.

Fevereiro de 2006. Disponível em:

<http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_28/07.pdf>. Acesso em: 28 de ago. de 2013.

LANDBERG, L.; MORTENSEN, N. G. **A Comparison of Physical and Statistical Methods for Estimating the Wind Resource at a Site**. 15ª British Wind Energy Association Conference. Mechanical Engineering Publications Limited. Londres, Inglaterra: 1993. pp. 119-125.

LILÉO, Sónia; BERGE, Erik; UNDHEIM, Ove; KLINKERT, Rickard; BREDESEN, Rolv E. **Long-term correction of wind measurements – State-of-the-art, guidelines and future work**. Elforsk report 13:18.

Suécia: janeiro de 2013. Disponível em

<http://www.vindteknikk.no/_extension/media/57/orig/Lileo%20et%20a1,%20State-of-the-art%20on%20long-term%20correction,%202013.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. Chichester, Inglaterra: Wiley, 2002.

MEASNET. **MEASNET Procedure: Evaluation of Site Specific Wind Conditions**. Versão 1. Novembro de 2009. Disponível em:

<http://www.measnet.com/wp-content/uploads/2012/04/Measnet_SiteAssessment_V1-0.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

MONTGOMERY, Douglas C. **Applied Statistics and Probability for Engineers**. Terceira Edição. Nova Jersey, EUA: John Wiley & Sons, 2003.

NASA. **Informações e dados do endereço eletrônico**. Disponível em:

<<http://education.gsfc.nasa.gov/experimental/all98invProject.Site/Pages/trl/inv2-1.abstract.html>>. Acesso em: 04 de set. de 2013.

ONS. **Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013**. Rio de Janeiro: 2013. Disponível em:

<http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN%202013%20-%20Vol%201%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

RIENECKER, Michele M.; SUAREZ, Max J.; GELARO, Ronald; TODLING Ricardo; BACMEISTER, Julio; LIU, Emily; BOSILOVICH, Michael G.; SCHUBERT Siegfried D.; TAKACS, Lawrence; KIM, Gi-Kong; BLOOM, Stephen; CHEN, Junye; COLLINS, Douglas; CONATY, Austin; SILVA, Arlindo da; et al. **MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications**. J. Climate, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1. 2011. Disponível em: <<http://gmao.gsfc.nasa.gov/pubs/docs/Rienecker443.pdf>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

SAHA, S.; NADIGA, S.; THIAW, C.; WANG, J.; WANG, W.; ZHANG, Q.; DOOL, H. M. van den; PAN, H.-L.; MOORTHY, S.; BEHRINGER, D.; STOKES, D.; PENA, M.; LORD S.; WHITE, G.; EBISUZAKI, W.; PENG, P.; XIE, P. **The NCEP Climate Forecast System**. Journal of Climate. 2006. vol. 19, no. 15, pp 3483-3517. Disponível em: <<http://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/2010BAMS3001.1>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

SAHA, Suranjana; MOORTHY, Shrinivas; WU, Xingren; WANG, Jiande; NADIGA, Sudhir; TRIPP, Patrick; PAN, Hua-Lu; BEHRINGER, David; HOU, Yu-Tai; CHUANG, Hui-ya; IREDELL, Mark; EK, Michael; MENG, Jesse; YANG, Rongqian. **The NCEP Climate Forecast System Version 2**. 2011. A ser submetido em Journal of Climate.

SCHORER, T.; LEVÉE, P. **Review of the Real Energy Production Data of Operating Wind Farms in Comparison to Former Predicted Energy Yields**. DEWEK 2012: 11. Deutsche Windenergie-Konferenz. Bremen, Alemanha. 7 e 8 de novembro de 2012. Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Publikations/S14_2_Schorer.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

SPENGEMANN, Peter; BORGET, Vincent. **Review and analysis of wind farm operational data Validation of the predicted energy yield**

of wind farms based on real energy production data. DEWEK 2008: 9. Deutsche Windenergie-Konferenz. Bremen, Alemanha. 27 e 28 de novembro de 2008. Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Publikations/1_Spengemann.pdf>. Acesso em: 28 de ago. de 2013.

THE WIND POWER. **Dados e informações estatísticas.** Disponível em: <<http://www.thewindpower.net/>>. Acesso em: 04 de set. de 2013.

THOMAS, Peter; COX, Simon; TINDAL, Andrew. **Long-Term Wind Speed Trends In Northwestern Europe.** EWEC 2009. Marseille, França: 2009. Disponível em: <http://www.garradhassan.com/assets/technical/Long_term_wind_speed_trends_in_northwestern_Europe_EWEC_2009_paper.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

THØGERSEN, Morten Lybech; MOTTA, Maurizio; SØRENSEN, Thomas; NIELSEN, Per. **Measure-Correlate-Predict Methods: Case Studies and Software Implementation.** 2007. Disponível em: <http://www.emd.dk/files/windpro/Thoegersen_MCP_EWEC_2007.pdf>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

TONG, Wei. **Wind Power Generation and Wind Turbine Design.** Estados Unidos: WIT Press. 2010.

TRACTEBEL ENERGIA S.A. **Dados e informações das usinas eólicas de Beberibe e Pedra do Sal.** 2011.

TRACTEBEL ENERGIA S.A. **Informações das usinas eólicas de Beberibe e Pedra do Sal.** Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

TROEN, I.; PETERSEN, E.L. **European wind atlas.** Risø National Laboratory. Roskilde, Dinamarca. 1989.

VINDSTAT. **Informações do índice eólico.** Disponível em: <<http://www.vindstat.dk/>>. Acesso em: 11 de set. de 2013.

WINDPRO 2.9. **Programa e manual do usuário.** Disponível em: <<http://www.windpro.com/>>. Acesso em: 11 de set. de 2013.

WOBLEN WINDPOWER. Informações e Especificação Técnica dos Aerogeradores E-44 e E-48. Disponível em:
<<http://www.wobben.com.br/>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

WWEA. World Wind Energy Report 2011. Alemanha: WWEA Head Office. Maio de 2012. Disponível em:
<<http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2011.pdf>>. Acesso em: 21 de ago. de 2013.

APÊNDICE A – Localização dos Aerogeradores da UEBB e UEPS

Tabela A.1 – Localização dos aerogeradores da UEBB

| Aerogerador | Altitude [m] | Coordenadas UTM (Datum SIRGAS2000 24M) | |
|-------------|--------------|---|--------------|
| | | X – Longitude | Y – Latitude |
| WEC-01 | 37 | 601.673 | 9.537.344 |
| WEC-02 | 34 | 601.459 | 9.537.606 |
| WEC-03 | 42 | 601.261 | 9.537.539 |
| WEC-04 | 42 | 601.334 | 9.537.440 |
| WEC-05 | 43 | 601.131 | 9.537.478 |
| WEC-06 | 50 | 601.276 | 9.537.330 |
| WEC-07 | 38 | 601.752 | 9.537.241 |
| WEC-08 | 39 | 601.214 | 9.537.194 |
| WEC-09 | 35 | 601.829 | 9.537.139 |
| WEC-10 | 33 | 601.594 | 9.537.447 |
| WEC-11 | 45 | 601.808 | 9.536.915 |
| WEC-12 | 44 | 601.877 | 9.536.810 |
| WEC-13 | 36 | 601.949 | 9.536.701 |
| WEC-14 | 35 | 602.152 | 9.536.693 |
| WEC-15 | 44 | 602.258 | 9.536.588 |
| WEC-16 | 44 | 602.346 | 9.536.484 |
| WEC-17 | 42 | 602.422 | 9.536.385 |
| WEC-18 | 39 | 602.497 | 9.536.279 |
| WEC-19 | 35 | 602.576 | 9.536.185 |
| WEC-20 | 38 | 602.695 | 9.536.072 |
| WEC-21 | 46 | 602.757 | 9.535.937 |
| WEC-22 | 47 | 602.948 | 9.535.842 |
| WEC-23 | 53 | 602.897 | 9.535.683 |
| WEC-24 | 51 | 602.884 | 9.535.555 |
| WEC-25 | 31 | 603.582 | 9.534.649 |
| WEC-26 | 41 | 602.887 | 9.535.429 |
| WEC-27 | 44 | 603.165 | 9.535.261 |
| WEC-28 | 50 | 603.161 | 9.535.139 |
| WEC-29 | 46 | 603.218 | 9.535.028 |
| WEC-30 | 42 | 603.276 | 9.534.915 |
| WEC-31 | 43 | 603.331 | 9.534.808 |
| WEC-32 | 39 | 603.457 | 9.534.690 |
| Média | 42 | 602.333 | 9.536.306 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados extraídos do Google Earth™ (2013).

Tabela A.2 – Localização dos aerogeradores da UEPS

| Aerogerador | Altitude [m] | Coordenadas UTM (Datum SIRGAS2000 24M) | |
|-------------|--------------|---|--------------|
| | | X – Longitude | Y – Latitude |
| 1 | 2 | 197.706 | 9.688.120 |
| 2 | 1 | 197.815 | 9.688.019 |
| 3 | 3 | 197.903 | 9.687.904 |
| 4 | 1 | 198.014 | 9.687.820 |
| 5 | 4 | 198.029 | 9.687.659 |
| 6 | 3 | 198.131 | 9.687.538 |
| 7 | 2 | 198.284 | 9.687.453 |
| 8 | 4 | 198.439 | 9.687.368 |
| 9 | 4 | 198.551 | 9.687.249 |
| 10 | 5 | 198.708 | 9.687.152 |
| 11 | 3 | 198.864 | 9.687.054 |
| 12 | 3 | 198.939 | 9.686.930 |
| 13 | 2 | 199.078 | 9.686.836 |
| 14 | 1 | 199.220 | 9.686.743 |
| 15 | 4 | 199.292 | 9.686.622 |
| 16 | 2 | 199.488 | 9.686.458 |
| 17 | 1 | 199.721 | 9.686.308 |
| 18 | 1 | 199.920 | 9.686.095 |
| 19 | 1 | 199.936 | 9.685.912 |
| 20 | 1 | 199.911 | 9.685.721 |
| Média | 2,5 | 198797 | 9.687.048 |

Fonte: Elaboração Própria. Dados extraídos do Google Earth™ (2013).

APÊNDICE B – Filtro dos Dados

Tabela B.1 – Dados filtrados da UEBB

| Data | WTG | Horário | Ocorrência | Medida |
|------------|-------------|----------------|-----------------------------|------------------------------------|
| 11/11/2008 | Todos | 00:50 às 23:30 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 12/11/2008 |
| 11/11/2008 | Todos | 23:40 às 23:50 | Descontinuidade | Tornou-se 12/11/2008 |
| 05/01/2009 | Todos | 14:33 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 01/04/2009 | 14 | 00:00 | Velocidade incoerente | Apagado |
| 15/07/2009 | Todos | 00:46 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 22/07/2009 | Todos | 00:30 às 23:50 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 23/11/2008 |
| 27/10/2009 | 05, 10 e 11 | 17:51 | Minutos não múltiplos de 10 | Tornou-se 17:50 |
| 05/01/2010 | Todos | 01:23 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 10/04/2010 | Todos | 01:50 às 21:40 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 11/04/2010 |
| 10/04/2010 | Todos | 21:50 às 23:50 | Descontinuidade | Tornou-se 11/04/2010 |
| 08/05/2010 | Todos | 01:19 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 11/06/2010 | Todos | 00:44 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 23/06/2010 | Todos | 02:03 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 12/07/2010 | Todos | 00:50 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 30/07/2010 | Todos | 02:10 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 13/08/2010 | Todos | 01:30 às 02:20 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 18/08/2010 | Todos | 08:39 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 25/08/2010 | Todos | 01:39 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 25/09/2010 | Todos | 00:48 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |

| | | | | |
|------------|-------|---------------|-----------------------------|-----------------------|
| 16/10/2010 | Todos | 01:00 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 05/11/2010 | Todos | 01:34 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 18/12/2010 | Todos | 01:01 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 24/03/2011 | Todos | 10:50 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 24/03/2011 | Todos | 10:54 e 10:57 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

Tabela B.2 – Dados filtrados da UEPS

| Data | WTG | Horário | Ocorrência | Medida |
|------------|-------|----------------|-----------------------------|------------------------------------|
| 05/01/2009 | Todos | 14:37 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 09/01/2009 | Todos | 07:40 às 16:50 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 09/01/2009 | Todos | 17:00 às 23:50 | Descontinuidade | Apagado |
| 18/01/2009 | Todos | 05:50 às 07:40 | Descontinuidade | Apagado |
| 18/01/2009 | Todos | 08:50 às 10:00 | Dados duplicados | Primeira série apagada |
| 07/03/2009 | Todos | 09:10 às 17:20 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 07/03/2009 | Todos | 15:50 às 17:20 | Dados incoerentes | Apagado |
| 16/03/2009 | Todos | 00:50 às 23:40 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 24/04/2009 | Todos | 09:40 às 10:30 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 29/03/2009 | Todos | 02:00 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 24/04/2009 | Todos | 10:39 | Minutos não múltiplos de 10 | Corrigido para 10:40 |
| 07/05/2009 | Todos | 13:50 às 18:30 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 08/05/2009 |
| 07/05/2009 | Todos | 18:40 às 23:50 | Descontinuidade | Tornou-se 08/05/2009 |
| 25/06/2009 | Todos | 00:00 às 00:20 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 15/07/2009 | Todos | 00:57 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 05/08/2009 | Todos | 00:29 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 06/08/2009 | Todos | 01:20 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 06/08/2009 | Todos | 01:21 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 24/08/2009 | Todos | 00:30 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 09/09/2009 | Todos | 01:52 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |

| | | | | |
|------------|-------|----------------|-----------------------------|------------------------------------|
| 09/09/2009 | Todos | 01:10 às 23:40 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 10/09/2009 |
| 09/09/2009 | Todos | 01:50 | Dados duplicados | Terceira série apagada |
| 14/09/2009 | 20 | 12:30 às 15:40 | Velocidade Incoerente | Apagado |
| 02/10/2009 | Todos | 00:57 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 29/10/2009 | Todos | 00:49 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 01/12/2009 | Todos | 00:47 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 29/12/2009 | Todos | 00:45 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 28/01/2010 | Todos | 00:50 | Dados duplicados | Segunda e terceira série apagada |
| 08/02/2010 | Todos | 00:40 às 11:50 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 09/02/2010 |
| 26/02/2010 | Todos | 02:00 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 26/02/2010 | Todos | 02:02 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 19/03/2010 | Todos | 09:30 às 21:00 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 20/03/2010 |
| 22/03/2010 | Todos | 08:10 às 21:30 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 23/03/2010 |
| 24/03/2010 | Todos | 00:34 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 11/04/2010 | Todos | 08:10 às 22:20 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 12/04/2010 |
| 12/05/2010 | Todos | 02:30 | Dados duplicados | Segunda e terceira série apagada |
| 14/05/2010 | Todos | 00:40 às 23:30 | Dados duplicados | Segunda série tornou-se 15/05/2010 |
| 03/06/2010 | Todos | 01:53 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 16/07/2010 | Todos | 02:10 | Dados duplicados | Segunda série apagada |
| 28/07/2010 | Todos | 00:49 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 02/08/2010 | Todos | 11:20 | Dados duplicados | Segunda série apagada |

| | | | | |
|------------|-------|-------|-----------------------------|----------------------------------|
| 02/08/2010 | Todos | 11:22 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 13/08/2010 | Todos | 02:26 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 16/08/2010 | Todos | 07:25 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 17/08/2010 | Todos | 09:48 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 18/08/2010 | Todos | 08:49 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 04/09/2010 | Todos | 00:50 | Dados duplicados | Segunda e terceira série apagada |
| 07/10/2010 | Todos | 01:08 | Minutos não múltiplos de 10 | |
| 16/10/2010 | Todos | 01:04 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 30/10/2010 | Todos | 01:09 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 04/11/2010 | Todos | 02:26 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 30/11/2010 | Todos | 02:06 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |
| 11/12/2010 | Todos | 01:42 | Minutos não múltiplos de 10 | Apagado |

Fonte: Elaboração Própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

APÊNDICE C – Relatório do resultado da aplicação do método MCP índice eólico (Wind Index MCP) sobre a UEBB a partir dos dados MERRA para o período de 01/10/2008 a 31/05/2011

WindPRO version 2.9.250 Jul 2013

Project
Beberibe

Printed page
12/09/2013 18:47 / 1

Licensed user:
TEST LICENSE
Time limited until October 5, 2013

Non-valid for commercial use
Leonardo / leonardobd@gmail.com
Created:
12/09/2013 18:47/2.9.250

MCP - Measure data - overview

Meteo data objects

1: Local measurements (site data): UEBB.75,0m - 33
First date: 01/10/2008
Last date: 31/05/2011
Time step: 10 min
Data points: 138373
Enabled: 100,0 %
Mean wind speed: 6,95 m/s
Time Series Data: Yes

2: Long term reference: MERRA.50,0m -
First date: 01/01/1993
Last date: 31/12/2012
Time step: 60 min
Data points: 175080
Enabled: 100,0 %
Mean wind speed: 7,08 m/s
Time Series Data: Yes

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-8220 Aalborg Ø, Tel: +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emid.dk

WindPRO version 2.9.250 Jul 2013

Project

Beberibe

ProjectPage

12/09/2013 18:47 / 2

Licensed user

TEST LICENSE

Time limited until October 5, 2013

Calculator

Non-valid for commercial use
Leonardo / leonardobd@gmail.com

12/09/2013 18:47/2.9.250

MCP -

1: Local measurements (site data) UEBB
 Height 75,00 m
 Period 01/10/2008 to 31/05/2011 2,7 years
 Mean wind speed 6,95 m/s
 Filters used Not Filtered

2: Long term reference MERRA
 Height 50,00 m
 Period 01/01/1993 to 31/12/2012 20,0 years
 Mean wind speed 7,08 m/s
 Filters used Not Filtered

Calculation setup

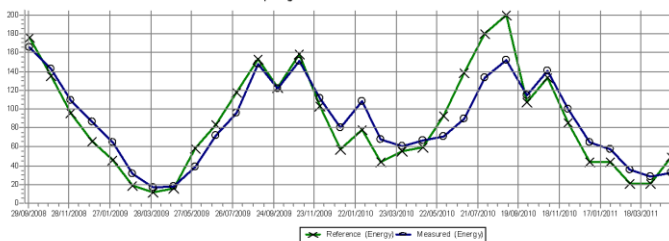
Power curve Use actual power curve for: Curva de Potência UEBB 25600 48.0 I-I 33
 Minimum data available 60 %

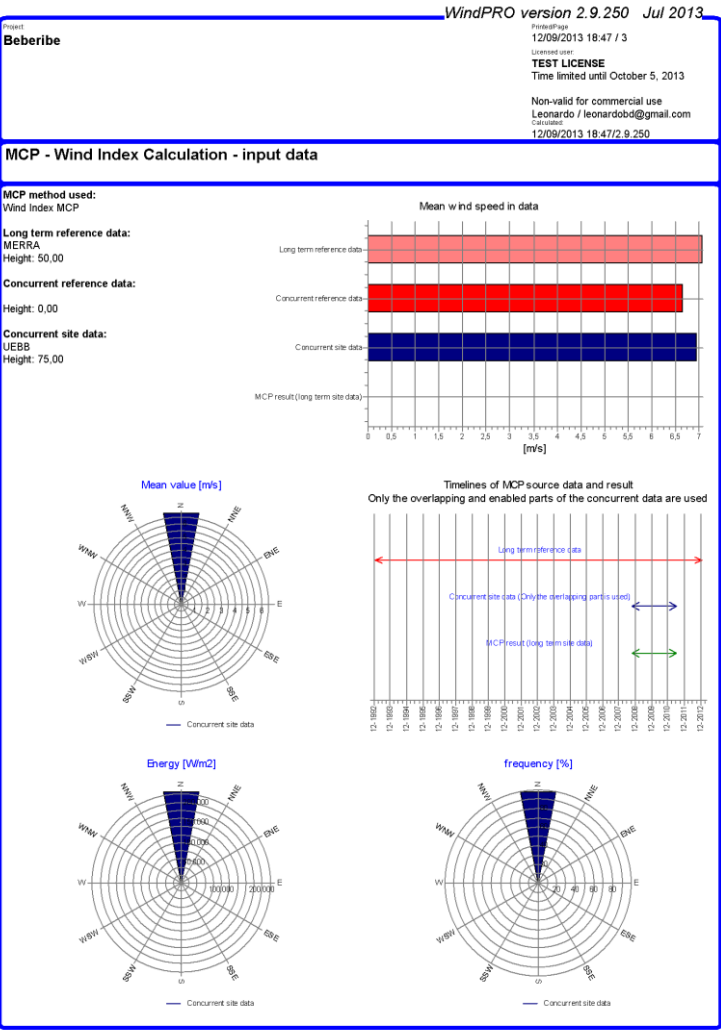
Wind speed scaling Scale both site and reference to mean wind speed 7,20 m/s

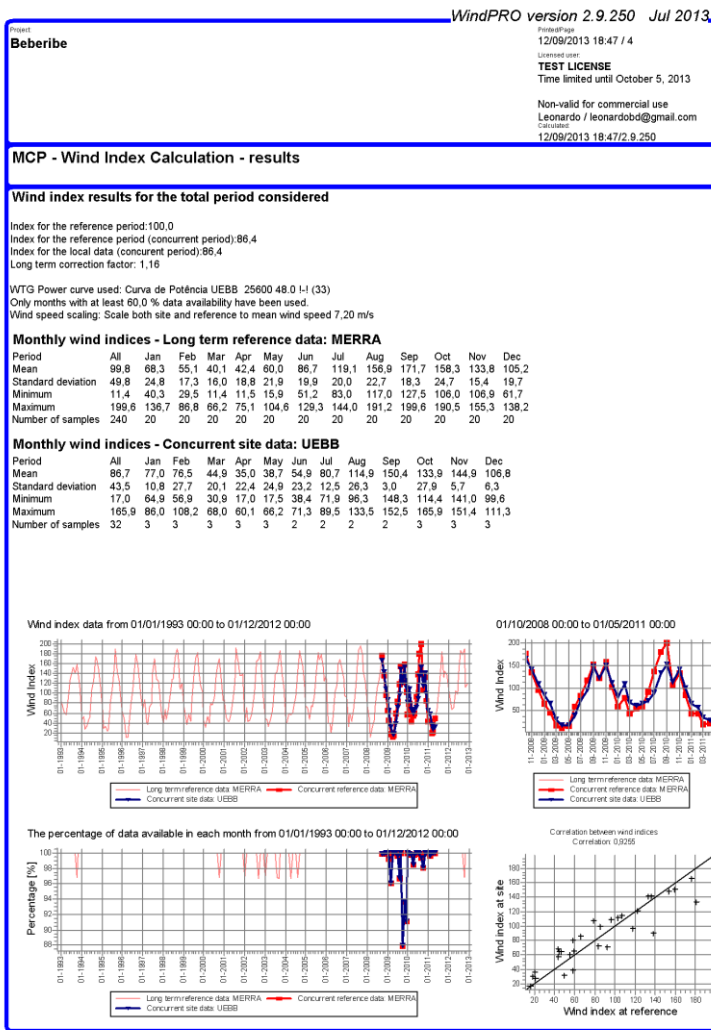
Results

Measure height a.g.l. 75,0 m
 r - wind index 0,9255
 s - wind index 20,2855 %
 Time of calculation 12/09/2013 17:47

Comparing measured and reference data







Fonte: Elaboração própria por meio do uso do programa WindPRO (2013).

APÊNDICE D – Relatório do resultado da aplicação do método MCP índice eólico (Wind Index MCP) sobre a UEPS a partir dos dados MERRA para o período de 01/02/2009 a 31/05/2011

| WindPRO version 2.9.250 Jul 2013 | |
|---|---|
| Project Pedra do Sal | Printed page 16/09/2013 22:13 / 1 Licensee user: TEST LICENSE Time limited until October 5, 2013 Non-valid for commercial use Leonardo / leonardobd@gmail.com Calculated: 16/09/2013 22:13/2.9.250 |
| MCP - Measure data - overview | |
| Meteo data objects | |
| 1: Local measurements (site data): UEPS 55,0m - 29 First date: 01/02/2009 Last date: 31/05/2011 Time step: 10 min Data points: 118295 Enabled: 100,0 % Mean wind speed: 7,55 m/s Time Series Data: Yes | |
| 2: Long term reference: MERRA 50,0m - First date: 01/01/1993 Last date: 31/12/2012 Time step: 60 min Data points: 175104 Enabled: 100,0 % Mean wind speed: 6,44 m/s Time Series Data: Yes | |

WindPRO is developed by EMD International AG, Niels Jernisevej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tel. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emid.dk

WindPRO version 2.9.250 Jul 2013

Project

Pedra do Sal

Printed Page

16/09/2013 22:13 / 2

Licensed user

TEST LICENSE

Time limited until October 5, 2013

Non-valid for commercial use
Leonardo / leonardobd@gmail.comCalculated:
16/09/2013 22:13/2 9.250

MCP -

1: Local measurements (site data)

UEPS
 Height 55,00 m
 Period 01/02/2009 to 31/05/2011 2,3 years
 Mean wind speed 7,55 m/s
 Filters used Not Filtered

2: Long term reference

MERRA
 Height 50,00 m
 Period 01/01/1993 to 31/12/2012 20,0 years
 Mean wind speed 6,44 m/s
 Filters used Not Filtered

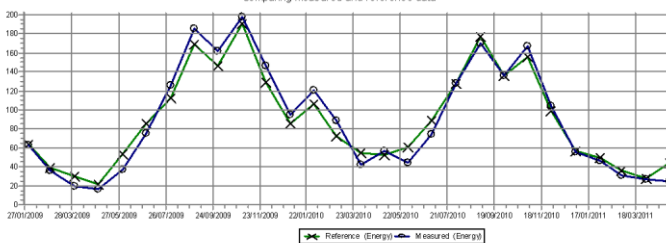
Calculation setup

Power curve Use actual power curve for: Curva de Potência UEBB 18000 44.0 I-I 28
 Minimum data available 60 %
 Wind speed scaling Scale both site and reference to mean wind speed 7,80 m/s

Results

Measure height a.g.l. 55,0 m
 r - wind index 0,9851
 s - wind index 8,6670 %
 Time of calculation 16/09/2013 22:12

Comparing measured and reference data



WindPRO version 2.9.250 Jul 2013

Project
Pedra do Sal

Printed page
16/09/2013 22:13 / 3
Licensed user:
TEST LICENSE
Time limited until October 5, 2013

Non-valid for commercial use
Leonardo / leonardobd@gmail.com
Calculator
16/09/2013 22:13/2.9.250

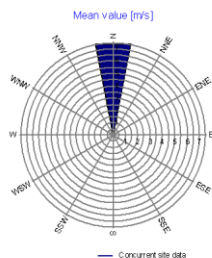
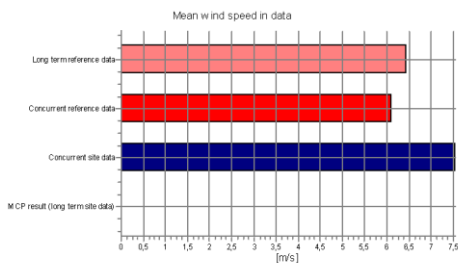
MCP - Wind Index Calculation - input data

MCP method used:
Wind Index MCP

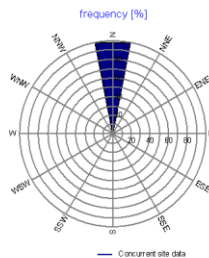
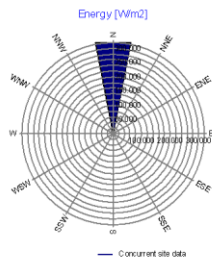
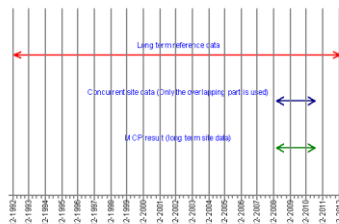
Long term reference data:
MERRA
Height: 50,00

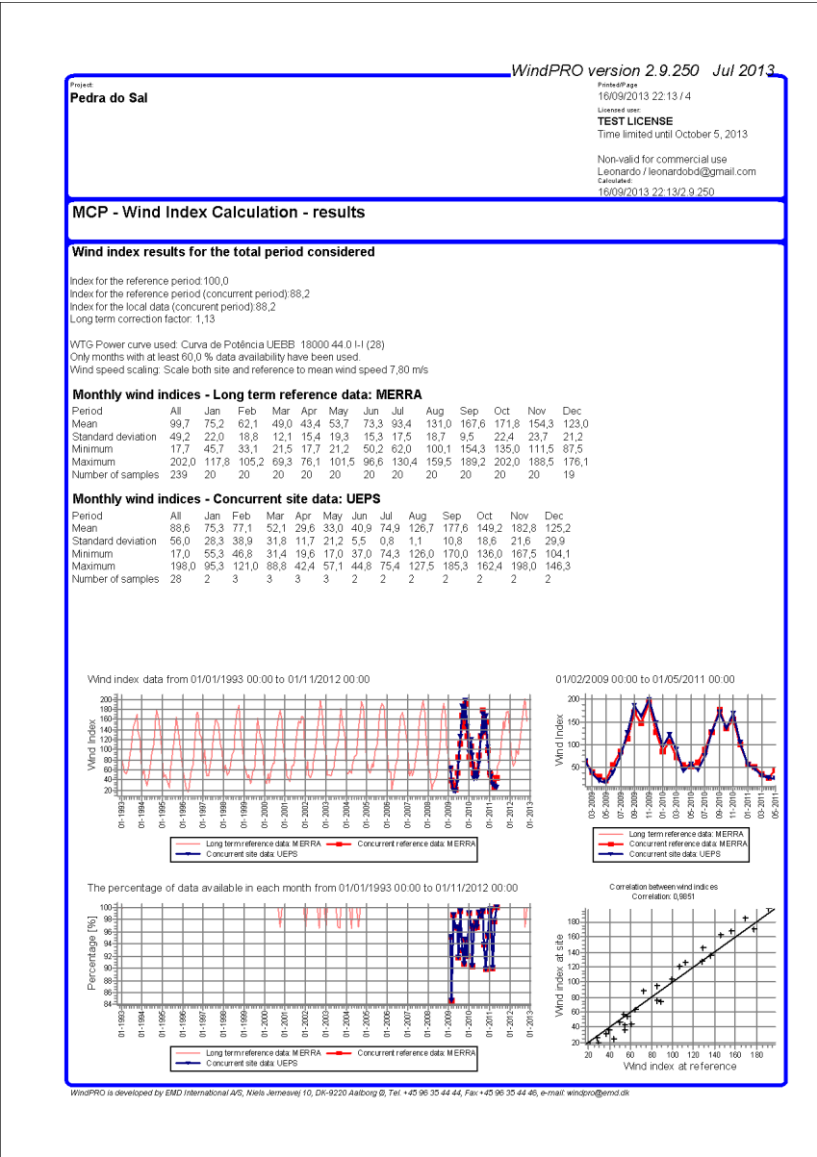
Concurrent reference data:
Height: 0,00

Concurrent site data:
UEPS
Height: 55,00



Timelines of MCP source data and result
Only the overlapping and enabled parts of the concurrent data are used





Fonte: Elaboração própria por meio do uso do programa WindPRO (2013).

ANEXO A – Dados da Curva de Potência P e C_p para o E-44 e E-48

Quadro A.1– Dados de Potência P e C_p em função da velocidade do vento para o aerogerador E-48 e E-44


| v_k | E-48 – UEBB* | | E-44 – UEPS** | |
|-------|--------------|-----------|---------------|-----------|
| | P_k | C_{p_k} | P_k | C_{p_k} |
| 0 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 |
| 1 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 |
| 2 | 1,9 | 0,23 | 1,4 | 0,19 |
| 3 | 12,0 | 0,40 | 8,0 | 0,32 |
| 4 | 32,0 | 0,45 | 24,5 | 0,41 |
| 5 | 66,0 | 0,48 | 53,0 | 0,46 |
| 6 | 120,0 | 0,50 | 96,0 | 0,48 |
| 7 | 191,0 | 0,50 | 156,0 | 0,49 |
| 8 | 284,0 | 0,50 | 238,0 | 0,50 |
| 9 | 405,0 | 0,50 | 340,0 | 0,50 |
| 10 | 555,0 | 0,50 | 466,0 | 0,50 |
| 11 | 671,0 | 0,45 | 600,0 | 0,48 |
| 12 | 750,0 | 0,39 | 710,0 | 0,44 |
| 13 | 790,0 | 0,32 | 790,0 | 0,39 |
| 14 | 810,0 | 0,27 | 850,0 | 0,33 |
| 15 | 810,0 | 0,22 | 880,0 | 0,28 |
| 16 | 810,0 | 0,18 | 905,0 | 0,24 |
| 17 | 810,0 | 0,15 | 910,0 | 0,20 |
| 18 | 810,0 | 0,13 | 910,0 | 0,17 |
| 19 | 810,0 | 0,11 | 910,0 | 0,14 |
| 20 | 810,0 | 0,09 | 910,0 | 0,12 |
| 21 | 810,0 | 0,08 | 910,0 | 0,11 |
| 22 | 810,0 | 0,07 | 910,0 | 0,09 |
| 23 | 810,0 | 0,06 | 910,0 | 0,08 |
| 24 | 810,0 | 0,05 | 910,0 | 0,07 |
| 25 | 810,0 | 0,05 | 910,0 | 0,06 |

Fonte: Elaboração própria. Dados fornecidos pela Tractebel (2011).

*considerando a massa específica do ar em 1,162 kg/m³

**considerando a massa específica do ar em 1,225 kg/m³

ANEXO B – Descrição técnica do anemômetro ultrassônico utilizado nos aerogeradores das EOLs Beberibe e Pedra do Sal



Werkszeugnis / Specific report

nach DIN 50 049-2.2 acc. to DIN 50 049-2.2

| | | |
|----------------|------------------|--------------------------|
| Benennung | Name | ULTRASONIC Anemometer 2D |
| Bestell - Nr. | Type - No. | 4.3820.30.340 |
| Ident - Nr. | Ident. - No. | 00 |
| Geräte - Nr. | Instrument - No. | 11102153 |
| Auftraggeber | Customer | |
| Auftrags - Nr. | Order - No. | 1005140 |
| Messbereich | Measuring range | 0..60m/s ; 0..360° |

Hiermit bestätigen wir, dass das oben bezeichnete Messgerät unter Beachtung eines zertifizierten Qualitätsmanagementsystems nach DIN EN ISO 9001 gefertigt und kalibriert wurde.

Die für die Kalibrierung verwendeten Referenz- und Prüfmittel unterliegen einer regelmäßigen Kalibrierung und sind rückführbar auf nationale oder internationale Normen. Wo keine nationale Normale existieren, entspricht das Messverfahren den derzeit gültigen technischen Regeln.

Bestätigung

Die standardisierte Bauform dieses Gerätes sowie enge Fertigungstoleranzen führen zu einem Standardverhalten dieses Ultrasonic Anemometers 2D

Genauigkeit: Zulässige Abweichung von der Kennlinie:
0 .. 5m/s : ±0,1m/s vom Messwert
> 5m/s : ±2% vom Messwert
0 .. 360° : ±1°
-40 .. +70°C : ±1°C

We hereby confirm that the above-mentioned instrument was manufactured and calibrated according to DIN EN ISO 9001, under the observation of a certified quality assurance system.

The measuring installations used for calibration are regularly calibrated and are based on the national or international standards.

Should no national standards exists, the measuring procedure corresponds with the technical regulations and norms valid at the time of the measurement.

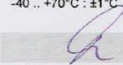
Confirmation

The standard reaction of this instrument is caused by the standardized type of the Ultrasonic Anemometer 2D as well as narrow tolerance of production.

Accuracy: Tolerance of the characteristic curve:
0 .. 5m/s : ±0,1m/s of measuring value
> 5m/s : ±2% of measuring value
0 .. 360° : ±1°
-40 .. +70°C : ±1°C

24.11.2010

Datum / Date



Unterschrift / Signature

ADOLF THIES GmbH & Co.KG
Hauptstraße 76 37083 Göttingen Germany
Postfach 3536 + 3541 37025 Göttingen
Tel.: (0551) 79001-0 Fax: (0551) 79001-65
Internet: <http://www.thiesclima.com> eMail: info@thiesclima.com

Werkseinstellung

zum Ultrasonic Anemometer 2D



Diese Beschreibung ist Bestandteil der Bedienungsanleitung 4.382X.XX.XXX. Sie beschreibt die Geräteausführung und die Gerätekonfiguration (Werkseinstellung) im Auslieferungszustand.

Bestellnummer: 4.3820.30.340

Serien Nr. : 11102153

Auftragsnummer: 1005140

Digitale Datenschnittstelle:

| | | |
|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| Baudrate 9600Baud, N81 | Duplexmodus Voll duplex | Ausgabetelegramm VDT |
|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|

| Funktion | Einstellung | Parameter | Wert |
|---|---|-----------|-------|
| PIN WGRXD- (Analogkanal A) | wird nicht benutzt | AA | 00000 |
| PIN WR/RXD+ (Analogkanal B) | wird nicht benutzt | AB | 00000 |
| PIN ADIO (Analogkanal C) | wird nicht benutzt | AC | 00000 |
| Gruppe der analogen Ausgänge | WG,WR,VT | AG | 00000 |
| Mittelungsmethode | skalar gemittelte WG; skalar gemittelte WR | AM | 00001 |
| Ausgabemodus für Analogkanäle | Analoge EA werden nicht benutzt | AN | 00002 |
| Skalierung der analogen Windrichtung | 0..360° (0° -> Norden) | AO | 00000 |
| Skalierung der analogen Windgeschwindigkeit | 0..60m/s | AR | 00060 |
| Abtastrate der analogen Eingänge | Abtastrate analoge Eingänge | AU | 00050 |
| Mittelungszeitraum | Mittelungszeitraum siehe OR | AV | 00000 |
| Skalierung analoger Eingang an PIN WGRXD- | Skalierungswert (bei 0V) | AY | 00000 |
| Skalierung analoger Eingang an PIN WR/RXD- | Skalierungswert (bei 10,0V) | AZ | 00000 |
| Baudrate | 9600Baud 8,N,1 | BR | 00005 |
| 100R Busabschlüsse TXD+,TXD- | nicht aktiv | BT | 00000 |
| Skalierung analoger Eingang an PIN WR/RXD+ | Skalierungswert (bei 0V) | BY | 00000 |
| Skalierung analoger Eingang an PIN WR/RXD+ | Skalierungswert (bei 10,0V) | BZ | 00000 |
| Kommandointerpreter | Standard Thies | CI | 00000 |
| Skalierung analoger Eingang an PIN ADIO | Skalierungswert (bei 0V) | CY | 00000 |
| Skalierung analoger Eingang an PIN ADIO | Skalierungswert (bei 10,0V) | CZ | 00000 |
| Standardabweichung | ist ausgeschaltet | DE | 00000 |
| Duplex Modus | Voll duplex (Bustreiber werden nicht abgeschaltet) | DM | 00002 |
| Sensorabstand Ost-West | Sensorabstand: 19990 *0,01mm | DX | 19990 |
| Sensorabstand Nord-Süd | Sensorabstand: 19967 *0,01mm | DY | 19967 |
| ULTRASONIC Schnellstart | eingeschaltet (Bootloader wird nicht gestartet) | FB | 00002 |
| Boorerfassung | ausgeschaltet | GU | 00000 |
| Minimale Heizungsspannung | Minimale Spannung 10V | HC | 00010 |
| Heizung | Heizung ist Software gesteuert | HT | 00001 |
| ULTRASONIC Geräte-ID | Geräte-ID: 0 | ID | 00000 |
| Messwertaufnahme | automatische Geschwindigkeitsanpassung | MA | 00013 |
| Messintervall der Einzelstrecken | Messintervall: 5ms | MD | 00005 |
| Nordkorrektur | Nordkorrektur: 0° | NC | 00000 |
| Softwareemulation 1D | ausgeschaltet | OD | 00000 |

Werkseinstellung

zum Ultrasonic Anemometer 2D

Bestellnummer: 4.3820.30.340
Serien Nr. : 11102153



| Funktion | Einstellung | Parameter | Wert |
|---|--|-----------|--------|
| Ausgabeintervall des Datenwerte | Ausgabeintervall: 100ms | OR | 00100 |
| Skalierung der Windgeschwindigkeit | in m/s | OS | 00000 |
| Plausibilitätstest | eingeschaltet | PC | 00007 |
| Antwortzeit bei Abfrage [ms] | Antwortverzögerung: 5ms | RD | 00008 |
| Neustart bei Gerätefehler | Neustart wenn 60sec keine neuen Messwerte | RF | 00060 |
| Minimalwert der Analogausgänge | 0% vom Maximalwert (0..20mA bzw. 0..10V) | SC | 00000 |
| Seriennummer High-Byte | | SH | 01110 |
| Seriennummer Low-Byte | | SL | 02153 |
| Systemereignismaske | keine Aufzeichnung | SM | 00000 |
| Softwareversion | Version: 310 | SV | 00310 |
| Thies - Firmware - Artikel-Nr. | Artikelnummer: 508316 | TA | 508316 |
| Temperaturkorrektur | eingeschaltet | TC | 00001 |
| Selbstständiges Ausgabetelegramm | VDT - Telegramm | TT | 00002 |
| Benutzerdefiniertes Telegramm | | UA | |
| Winkelabhängige Geschwindigkeitskorrektur | eingeschaltet gekapselte Wandler | VT | 00002 |
| Quelle der Geräteadresse | Software ID | XI | 00000 |

Steckerbelegung: Serielle Schnittstelle Voll duplex

| Pin-Nr. | Funktion | Bemerkung |
|---------|--------------|------------------------|
| 1 (A) | RXD- | serielle Schnittstelle |
| 2 (B) | TXD- | serielle Schnittstelle |
| 3 (C) | ----- | ----- |
| 4 (D) | RXD+ | serielle Schnittstelle |
| 5 (E) | TXD+ | serielle Schnittstelle |
| 6 (F) | AGND | Masse |
| 7 (G) | 12-24V AC/DC | Spannungsversorgung |
| 8 (H) | 12-24V AC/DC | Spannungsversorgung |

Polbild mit Sicht auf Lötanschluss des Steckers

